

BiNe

Bidirektionale Einbindung von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze

Abschlussbericht

Christian Halmdienst

Klaus Lichtenegger

Daniel Reiterer

David Wöss

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

05/2014

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

BiNe
Bidirektionale Einbindung von
Gebäuden mit Wärmeerzeugern in
Wärmenetze

Abschlussbericht

Christian Halmdienst
Klaus Lichtenegger
Daniel Reiterer
David Wöss

Wien, 28.05.2014

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Die Intention des Programms ist, die technologischen Voraussetzungen für zukünftige Gebäude zu schaffen. Zukünftige Gebäude sollen höchste Energieeffizienz aufweisen und kostengünstig zu einem Mehr an Lebensqualität beitragen. Manche werden es schaffen, in Summe mehr Energie zu erzeugen als sie verbrauchen („Haus der Zukunft Plus“).

Innovationen im Bereich der zukunftsorientierten Bauweise werden eingeleitet und ihre Markteinführung und -verbreitung forciert. Die Ergebnisse werden in Form von Pilot- oder Demonstrationsprojekten umgesetzt, um die Sichtbarkeit von neuen Technologien und Konzepten zu gewährleisten.

Das Programm *Haus der Zukunft Plus* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert und elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula

Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle beim Fördergeber, dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, bedanken, ohne dessen Unterstützung die Durchführung des Projektes nicht möglich gewesen wäre.

Ein weiterer und besonderer Dank geht an die Projektpartner, bzw. ihre MitarbeiterInnen, durch deren Engagement das Forschungsprojekt erfolgreich abgewickelt werden konnte.

Projektpartner:

- AEE NÖ-Wien
- Bioenergy 2020+
- BOKU Wien – Institut für Verfahrens- und Energietechnik
- Büro für Erneuerbare Energie Ing. Riebenbauer
- Österreichischer Biomasseverband
- Pink Speichertechnik
- S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design GmbH
- TU Wien Institut für Verfahrenstechnik

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	8
Abstract	10
1 Einleitung.....	12
2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt	12
2.1 Beschreibung des Standes der Technik.....	12
2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....	13
2.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projekts)	14
2.4 Verwendete Methoden.....	14
2.5 Beschreibung der Vorgangsweise und der verwendeten Daten mit Quellenangabe, Erläuterung der Erhebung.....	15
3 Ergebnisse des Projektes	15
3.1 Datenerhebung	15
3.2 Simulation	20
3.2.1 Energie-Kosten-Informations-Modell	27
3.2.2 Simulationsergebnisse	31
3.3 Ableitung von Rahmenbedingungen	37
3.3.1 Grundüberlegungen zum sinnvollen Einsatz dezentraler Wärmeerzeugung.....	37
3.3.2 Auswirkungen auf die Emissionen	39
3.4 Geschäftsmodelle und Wirtschaftlichkeit.....	40
4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms.....	44
4.1 Einpassung in das Programm	44
4.2 Beitrag zum Gesamtziel des Programms	44
4.3 Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt	44
4.4 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziale (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse.....	45
5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen	46
6 Ausblick und Empfehlungen	49
7 Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis	50

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Projektidee war, die intelligente Integration von Gebäuden mit Wärmeerzeugern in Wärmenetze. Ziel war es, durch eine intelligente Gestaltung eines Wärmenetzes und speziell durch Erweiterung des Spektrums an möglichen Wärmequellen sowohl die Energieeffizienz der Wärmebereitstellung zu verbessern, als auch die Kosten der Wärmebereitstellung und damit die Endverbraucherpreise senken zu können. Mit Erweiterung des Spektrums an möglichen Wärmequellen ist auch eine Nutzung von lokal anfallender Überschusswärme gemeint.

Inhalte und Zielsetzungen

Projektziel war die Realisierbarkeit der Einbindung von dezentralen Wärmequellen in Wärmenetze zu analysieren und zu bewerten. Die dabei untersuchten dezentralen Wärmequellen sind solarthermische Anlagen, Biomassefeuerungen und Abwärmequellen. Es wurden einerseits die technischen Voraussetzungen erhoben, wobei eine möglichst einfache und universelle Einbindung (LowTech) angestrebt wurde. Andererseits wurden die ausschöpfbaren Potentiale mit Hilfe von Systemsimulationen eruiert. Eine Aussage über die Gesamtwirtschaftlichkeit wurde ebenfalls gegeben.

Methodische Vorgehensweise

In der Simulation wurden zwei komplementäre Ansätze verfolgt, einerseits die Untersuchung möglichst realistischer Netzmodelle, andererseits die Untersuchung grundlegender Effekte in Mikronetzen. Insbesondere im zweiten Ansatz konnten und mussten technische und wirtschaftliche Modelle eng miteinander verschränkt werden.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Wir sind nun in der Lage, umfangreichere Simulationen zu den Auswirkungen dezentraler Einspeisung durchzuführen. Darin ist insbesondere eine Jahressimulation für das Netz Bruck/Mur mit entsprechend hinterlegten Realdaten beinhaltet. Zudem wurden im Mikronetzzugang verschiedene Regelstrategien für Heizhaus und Prosumer sowie die Auswirkungen von Wärmespeichern getestet.

Im Simulationsbereich greifen die unterschiedlichen Modellkomponenten gut ineinander; neben der hydraulisch-thermischen Seite wurden auch ein Emissionsmodell und ein Preismodell hinterlegt. Szenarien für den sinnvollen Einsatz dezentraler Einspeiser wurden identifiziert und ein Ansatz für ein Geschäftsmodell aufgestellt.

Bezugnehmend auf die ursprünglich erwarteten Ergebnisse wurden die folgenden Abweichungen bzw. Erkenntnisse gewonnen:

Ausblick

Potential:

Sehr kleine Anlagen haben typischerweise wenig Potenzial. Sowohl in Bezug auf absolute Leistung als auch in Bezug auf Überkapazitäten sind (im klassischen Sinne) sehr gut dimensionierte Systeme nur schlecht für eine Netzeinspeisung geeignet, da sie kaum Überkapazitäten aufweisen. Hingegen sind solar beheizte Häuser mit ihren Überkapazitäten im Sommer interessant, auch hier sind Mindestgrößen ($\sim 20\text{m}^2$ Kollektorfläche) sinnvoll.

Umsetzung

Das solare Prosumermodell wird sich primär in Mikronetzen durchsetzen können, da hier die technischen Voraussetzungen besser sind. Vor allem niedrigere Vorlauftemperaturen (wichtig für solare Einspeisung) und Drücke sprechen dafür. Auch die Unternehmens- und Eigentümerstrukturen sprechen dafür.

Bei klassischen Fernwärmenetzen hingegen sind kurzfristig vor allem Netzerweiterungen attraktive Szenarien für die Einbindung von dezentralen Einspeisern.

Abstract

Starting point / Motivation

The Project idea is the intelligent integration of buildings with heat generation into heat networks. Through intelligent design of heating networks and especially by broadening the range of possible heat sources, both, energy efficiency and the costs of heat supply shall be improved.

Contents and Objectives

Project goal is to analyze the feasibility of the integration of distributed heat sources in heat networks. The studied decentralized heat sources are: solar thermal systems, biomass and waste heat sources, as well as additional heat storages for distributed load balancing. On the one hand, the technical requirements are analyzed. An universal low tech approach is being considered as practical hereby. On the other hand potentials are being identified, using system simulations. A statement on the overall economy is also given.

Methods

In the simulation, two complementary approaches were used:

- Analysis on basis of very realistic network models,
- Analysis of fundamental effects in microgrids.

Especially in the second approach, technical and economical models were closely investigated.

Results

The simulation models of the different system components work together well. In addition to the thermal-hydraulic side an emission model and a pricing model have been created. Scenarios for the use of decentralized operation have been identified and an approach for a business model has been established.

We are now able to carry out extensive simulations on the impact of distributed generation. This also includes an annual simulation for the power in the network of Bruck / Mur based on real data. In addition, the micro-network access to various control strategies for boiler house and prosumers, and the effects of heat storage are available.

Referring to the results originally anticipated, the following differences were found:

Very small plants are not very promising, both in terms of absolute power output and in terms of overcapacity. Especially well dimensioned systems (in the classical sense) are not suitable for feeding into grids, because they hardly have excess capacity. Furthermore solar-heated houses are interesting because of their overcapacity in summer.

Prospects

Implementation

The solar Prosumer model will first be utilized in micro grids first, since the technical conditions are better. Especially lower temperatures (important for solar feed-in) and pressures lead to this conclusion. The corporate and ownership structures support that thesis as well.

On the other side expansion scenarios are of interest for decentralized infeed into traditional district heating networks.

1 Einleitung

Fernwärme- und Nahwärmenetze sind in Österreich weit verbreitet. Ebenso Gebäude mit Solaranlagen und Biomassefeuerungen. Auch brach liegende Abwärmepotentiale gewinnen für die Wärmeversorgung immer mehr an Bedeutung. Eine Verknüpfung dieser Systeme ist naheliegend, um auch in Zukunft eine energieeffiziente und wirtschaftliche Wärmeversorgung anbieten zu können.

Im Projekt „BiNe“ wurde die Möglichkeit, Wärme an beliebigen Punkten dezentral in ein Nahwärmenetz einzuspeisen, technisch und wirtschaftlich untersucht. Theoretisch kann durch eine intelligente Vernetzung von Wärmeproduzenten und -konsumenten der regionale Primärenergieeinsatz reduziert werden, und es können sich wirtschaftliche Vorteile für alle Netzteilnehmer ergeben. Dies zeigen die Projektergebnisse.

2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

2.1 Beschreibung des Standes der Technik

Klassischerweise sind in Wärmenetzen 3 Systeme relevant:

- Heizwerk
- Netz
- Verbraucher

Der Energiefluß geht dabei immer in eine Richtung: Vom Heizwerk wird Wärme an den Verbraucher transportiert.

Im Projekt BiNe wurde davon ausgegangen, dass ein Verbraucher zu einem sog. Prosumer werden kann. Prosumer ist eine Kombination der Wörter Producer und Consumer. Dieser kann sowohl mit seiner Wärmeerzeugungsanlage aktiv in das Netz einspeisen, als auch Energie aus dem Netz beziehen. (Abbildung 1)

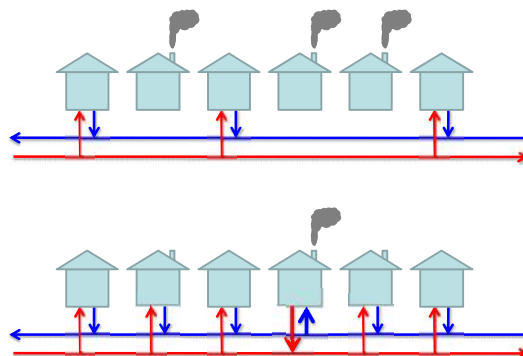


Abbildung 1: Vom Consumer zum Prosumer

2.2 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

Im Laufe der letzten Jahre wurden bereits ein Stück weit in die Richtung der Einspeisung von mehreren Teilnehmern in ein Fernwärmenetz geforscht. Als relevant zum Thema lassen sich die folgenden Projekte nennen:

- Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze (Bucar et al; 2005)
 - o Direkter Anknüpfungspunkt, während sich dieses Projekt mit der Einspeisung von relativ großen Biomasseanlagen in damals noch vielfach fossile Fernwärmenetze beschäftigte, geht BiNe einen Schritt weiter. In die heute großteils mit Biomassefernheizwerken versorgten Nahwärmenetze sollen eine Vielzahl von dezentralen, kleine Einheiten (Solaranlagen, Biomasse KWKS, Abwärme) einspeisen.
- Mosol Net (Fink et al; 2007)

In diesem Projekt ging es um die Entwicklung von modular erweiterbaren technischen Lösungen, die eine Wärmeversorgung von Neubaugebieten über solar unterstützte Nahwärmenetze ermöglichen. Die Ergebnisse dieser Studie zeigen, dass die dezentrale solare Wärmeeinspeisung in dicht besiedelten Neubausiedlungen auch kostengünstiger ist und modular erweiterbar ist. Im Gegensatz zum Projekt BiNe, werden hier dezentrale Anlagen mit einer größeren Leistung fokussiert auf Neubaugebiete betrachtet. BiNe setzt auf die Durchleuchtung verschiedener Wärmenetztypen und eine „demokratisierten“ Einspeisung von einzelnen Wohngebäuden oder Betrieben.
- Solar District Heating (SDH) und SDH Take off

Das Projekt trägt durch die Verbesserung der Marktbedingungen und umfassende Verbreitungsmaßnahmen zum Erreichen der mittel- und langfristigen Ausbauziele für die solare Nahwärme bei. Im Gegensatz zu BiNe, zielt dieses internationale Projekt auf die forcierte Einspeisung großer solarthermischer Anlagen in großen Fernwärmenetzen hin ab (siehe <http://www.solar-district-heating.eu;http://www.solar-district-heating.eu/AboutSDHTakeoff.aspx>)

Bei den angesprochenen Projekten wurden jeweils immer nur wenige Einspeiser behandelt. Die Einspeisung von vielen kleineren Anlagen wurde noch nicht explizit betrachtet. Das Projekt BiNe hat genau diesen Aspekt untersucht.

2.3 Beschreibung der Neuerungen sowie ihrer Vorteile gegenüber dem Ist-Stand (Innovationsgehalt des Projekts)

Die Einbindung von dezentralen Wärmeerzeugern in Wärmenetze ist ein relativ neues Forschungsgebiet. Die Innovation besteht nicht darin 2 oder 3 Wärmeerzeuger in einem Netz zu haben, sondern darin ein möglichst offenes und modulares Gesamtsystem zu gestalten. In dieses System sollen an beliebiger Stelle Wärmequellen in das Netz einspeisen können.

Im Projekt BiNe konnte gezeigt werden, unter welchen Bedingungen die dezentrale Einbindung von Wärmeerzeugern sowohl technisch, als auch wirtschaftlich umsetzbar, bzw. sinnvoll ist.

2.4 Verwendete Methoden

Technik

Wie bereits beschrieben sind in Wärmenetzen 3 Systeme relevant:

- Heizwerk
- Netz
- Verbraucher bzw. Prosumer

Im Projekt wurden diese jeweils simuliert und die einzelnen Simulationen verknüpft. Der Aufbau der Systemsimulation ist in Abbildung 2 dargestellt. Speziell wurde auch der Fall untersucht, wenn der Verbraucher zum Erzeuger wird (Prosumer). Aus der Simulation wurden technische Voraussetzungen, die energietechnischen Vorteile sowie wirtschaftliche Aspekte abgeleitet.

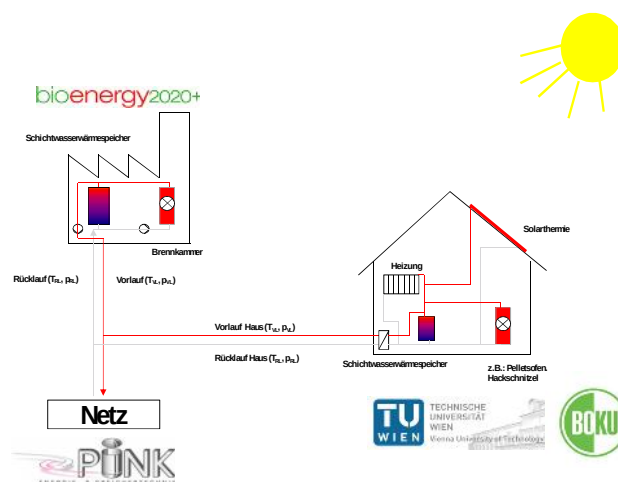


Abbildung 2: Aufbau der Systemsimulation

2.5 Beschreibung der Vorgangsweise und der verwendeten Daten mit Quellenangabe, Erläuterung der Erhebung

Herausforderung im Simulationsbereich war es, die verschiedenen, jeweils in ihrem Bereich bewährten Programme (IPSEpro für statische Prozess-Simulation, Simplex für quasistatische Simulation realer Netze, MATLAB/Simulink für dynamische Simulation, so zu kombinieren, dass ein konsistentes Modell entsteht. Das Schema des Ineinandergreifens der unterschiedlichen Komponenten ist in Abbildung 2 dargestellt.

Als Datengrundlage dienten Messdaten welche im Projekt ausgewertet wurden. Dabei wurden Messungen von großen und kleinen Solaranlagen und Daten aus dem Brucker Fernwärmenetz als Realdaten herangezogen. Ergänzt wurden diese mit Simulationsergebnissen bezüglich Lastverläufen und Temperaturniveaus in Netz, Heizwerk und Prosumer.

3 Ergebnisse des Projektes

3.1 Datenerhebung

Es wurden Daten von Solar-, Biomasseanlagen und Fernwärmenetzen erhoben

Dabei gab es folgende Mindestanforderung an die Messdatenerfassung:

- Wärmemengenzählung des Wärmeerzeugers an der Einspeisestelle in das Netz/ Puffer
- Vor- und Rücklauftemperatur bei der Einspeisung
- Bei Solaranlagen zusätzlich die aktuelle Globalstrahlung

„Kleine“ dezentrale Solaranlagen

Von der AEE NÖ-Wien wurden die folgenden Anlagen (Abbildung 3) zur Vermessung herangezogen. Dabei handelt es sich um effizient laufende Anlagen mit hohen Nutzungsgraden. (Anlagen zur Warmwasserbereitung) Dementsprechend klein fallen hierbei die Solaranlagen im Verhältnis zu den Pufferspeichern bzw. den Abnehmern im Haus selbst aus. Die erste Analyse ergab, dass das Potential für eine Einspeisung in ein Fernwärmenetz hier nur gering ist.

Anlage	Kurzbeschreibung
Mistelbach	2-Leiter-Netz
Kirchengasse 6a	45 m², 4.400l
2130 Mistelbach	WMZ: 1xSolar
	Inbetriebnahme: Nov. 2008
Obergrafendorf	4-Leiter-Netz
Mariazellerstraße 18a	40 m², 3000 l
3200 Obergrafendorf	WMZ: 1xSol
	Inbetriebnahme: Dez. 2008
Wr. Neustadt	2-Leiter-Netz
Kurt Ingerl Gasse	36m²,
	WMZ: 1xSol, 1xKes, 1xVerbraucher
	Sehr detaillierte Analyse mit mehreren WMZ

Abbildung 3: Vermessene Kleinanlagen

Netzgebundene Groß-Anlagen

„Wie viel kann man in ein Netz einspeisen bzw. was könnte verbessert werden?“

In Österreich wurden schon zahlreiche zentrale Netzeinspeisungen (vorwiegend bei Nahwärmenetzen sowie Mehrfamilienhäuser in Kombination eines Pufferspeichers) errichtet. Die Auslegung einer Solaranlage ist hier grundsätzlich einfach, da die Sommerlast als Ausgangsbasis dient. Spezifische Solarerträge von ca. 350 - 450 kWh/a sind erzielbar.

Im Gegensatz dazu gibt es bei der dezentralen Netzeinspeisung mehrere Möglichkeiten der Einspeisung in bestehende Netze:

Bestehende Fernwärmenetze arbeiten in der Regel mit einer zentralen Pumpstation, die den Vorlaufdruck im gesamten Netz auf einem höheren Druckniveau hält. Daher kann die Wärme ohne zusätzlichen Aufwand leicht von den Verbrauchern entnommen werden. Es gibt grundsätzlich 3 Möglichkeiten, wie Wärme in ein bestehendes Wärmenetz eingespeist werden kann (siehe Abbildung 4).

Bei der Einspeisung durch Vorlaufanhebung wird mittels Ventilen der Vorlauf durch den Wärmetauscher des Einspeisers geführt. Die Pumpenergie wird vom Netz aufgebracht und deckt somit die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungsleitungen ab. Der große Nachteil dieser Methode besteht darin, dass der Einspeiser Wärme bei höheren Temperaturen als der Vorlauf des Fernwärmenetzes bereitstellen muss. Weiters ergeben sich für den Einspeiser hohe Rücklauftemperaturen. Für den Fernwärmenetzbetreiber ist die Anhebung des Vorlaufs ungünstig, da er einen Strömungswiderstand in die Fernwärmeleitung einbauen muss, damit ein regelbarer Druckfluss im Wärmetauscher des Einspeisers erzeugt werden kann. [Bucar, 2006] Aus diesen Gründen kommt diese Methode für die Bereitstellung von Wärme von Prosumern nicht in Frage.

Eine weitere Möglichkeit ist die sog. Rücklaufanhebung, bei der die Entnahme und die Einspeisung im Rücklauf erfolgen. Dabei wird ein Teil des Fernwärmenetzrücklaufs entnommen und durch den Wärmetauscher des Prosumers geführt. Wie auch bei der Vorlaufanhebung wird die Pumpenergie von den Netzpumpen aufgebracht und deckt wiederum die Druckverluste des Wärmetauschers und der Verbindungselemente ab.

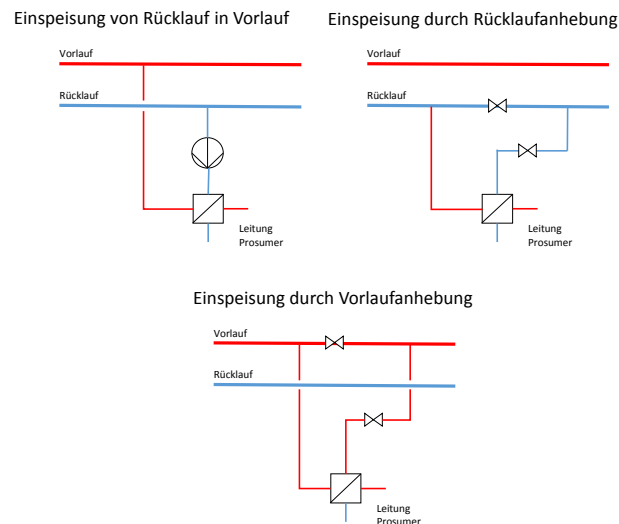


Abbildung 4: Technische Möglichkeiten zur Einspeisung in Wärmenetze

Der Vorteil der Rücklaufanhebung ist, dass die Wärme bei niedrigeren Temperaturniveaus im Rücklauf aufgenommen wird. Daher können Technologien wie solarthermische Anlagen bei höheren Wirkungsgraden Energie bereitstellen. Aus bereits genannten Gründen ist eine Rücklaufanhebung für den Fernwärmenetzbetreiber ebenso ungünstig wie die Vorlaufanhebung, da Strömungswiderstände in das Fernwärmenetz eingebaut werden müssen, oder ebenfalls zusätzliche Pumpen benötigt werden. Ein weiterer Nachteil sind die Wärmeverluste des Netzes aufgrund von höheren Rücklauftemperaturen. Der Wirkungsgrad des primären Wärmeerzeugers verringert sich aufgrund der höheren Rücklauftemperaturen ebenfalls leicht.

Bei der Entnahme und Einspeisung in den Rücklauf kann lediglich zusätzliche Energie in das Fernwärmenetz eingebracht werden. Eine primäre Versorgungsquelle kann aber nicht gänzlich ersetzt werden. Dies schränkt die Möglichkeiten für den Prosumer ein, und die zentrale Energiequelle kann selbst im Teillastbetrieb nicht ersetzt werden. Aus diesem Grund wird diese Einspeisemöglichkeit auch im Projekt nicht näher behandelt.

Die letzte Methode, die in Abbildung 4 dargestellt ist, zeigt die Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf. Es wird dabei Wärmeträgermedium vom Rücklauf entnommen und mit einer Pumpe durch den Prosumer-Wärmetauscher geleitet. Dabei muss die Pumpe die

Druckdifferenz zwischen Vorlauf und Rücklauf des Fernwärmenetzes überwinden. Die dafür benötigte Energie ist daher auch von der Lage des Einspeisers abhängig. Ein Prosumer, der sich in der Nähe der Pumpstation des Fernwärmenetzes befindet, muss daher mehr Energie aufbringen als ein Prosumer, der weiter entfernt ist.

Ein weiteres Kriterium für die Möglichkeit der Einspeisung ist das Temperaturniveau des Fernwärmenetzvorlaufs, das durch die dezentrale Lieferung von Wärme nicht herabgesenkt werden soll. Aus diesem Grund muss der Prosumer Wärme auf diesem Temperaturniveau bereitstellen. Im Vergleich zur Rücklaufanhebung ist daher der Wirkungsgrad von solarthermischen Anlagen niedriger, da Temperaturen um 90°C erreicht werden müssen.

Trotzdem ist diese Form der Einspeisung laut [BUCAR 2006] die von den Fernwärmebetreibern bevorzugte, da die Rücklauftemperaturen konstant bleiben und die Pumpkosten zu einem großen Teil vom Einspeiser getragen werden. Durch die Einspeisemethode vom Rücklauf in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ist es auch möglich, die primäre Wärmequelle in schwachen Teillastbetriebsfällen durch dezentrale Prosumer gänzlich zu ersetzen.

Dies ist besonders in Fällen interessant, in denen ein Teilstrang des Fernwärmenetzes aufgrund von Kapazitätsengpässen neu gebaut werden müsste. In solchen Fällen ist es möglich, das Teilsystem des Fernwärmenetzes mit dezentralen Wärmequellen zu versorgen.

Die Firma S.O.L.I.D. Gesellschaft für Solarinstallation und Design mbH übernimmt in Österreich eine Vorreiterrolle bezüglich dezentraler solarer Fernwärmeeinspeisung. Über 10.000 m² speisen in das Grazer Fernwärmenetz ein.

Die Anlagen in Abbildung 5 wurden für das Projekt BINE ausgewertet:

	
Stadion Graz-Liebenau - 1420 m² Kein Speicher - direkte Einspeisung Solarertrag: 380 kWh/m²/a Kollektortyp: SOLID gluatmugl GS Inbetriebnahme: 2002 RL -> Einspeisung VL	Wasserwerk Andritz - 3855 m² Speicher 64 m³ (ebenfalls Versorgung lokaler Gebäude) Solarertrag: 420 kWh/m²/a Kollektortyp: SOLID gluatmugl HT Inbetriebnahme: 2009 RL -> Einspeisung VL

Abbildung 5: Vermessene Großanlagen

Solarertragspotential

Mit Vorlauftemperaturen von ca. 70 °C und Rücklauftemperaturen von 55 °C können Solarerträge je nach Kollektortype zwischen 380 und 420 kWh/(m² a) erzielt werden. Im Vergleich dazu kann eine andere Referenzanlage in Graz, welche im Grazer FW Netz eine Rücklaufanhebung durchführt (mit dem Kollektor: SOLID gluatmugl HT), Solarerträge von ca. 450 kWh/(m² a) erzielen. Somit kann das Solarpotential bei einer Rücklaufanhebung um 5 bis 10% erhöht werden.

Wo sinnvoll?:

Grundsätzlich ist die Einbindung jeder Größe von Solaranlage energetisch sinnvoll, jedoch für zu kleine Anlagen nicht ökonomisch darstellbar. Die kleinste Anlage der Firma SOLID für eine Fernwärmeeinspeisung beträgt in Graz 500 m². Kleinere Dimensionen sind im Grazer Fernwärmenetz als eher ökonomisch ungeeignet zu bezeichnen.

Solarthermische Netzeinspeisung sollte dem Wirkungsgrad des Hauptwärmeerzeugers nicht schaden bzw. eine Reduktion von fossilem Wärmeträger erzwingen.

Ziele:

Grundsätzlich sollte es im Interesse jedes Netzbetreibers sein, eine Netztemperaturabsenkung zu erreichen. Langfristig sollten bei einer Netzneuplanung niedrigere Temperaturen in Kombination mit einem Saisonspeicher in Betracht gezogen werden. Durch niedrigere Temperaturen können neben Solarthermie auch andere (Ab-)Wärmeerzeuger leichter ins Netz mit eingebunden werden.

Verbesserungsvorschläge:

Eine technische Einbindung stellt kein Problem dar. Neben einer funktionierenden Anlage (hydraulische Feldeinregelung, Drehzahlregulierung, Regelungssystem- bzw. Logik) ist eine mögliche Kombination mit einem Pufferspeicher zur Versorgung lokaler Lasten, sowie zum Lastenmanagement (Tagesprofil) sinnvoll und empfehlenswert. Dezentrale Einspeisungen sollten an Fernwärmestränge mit tiefen Temperaturen integriert werden.

3.2 Simulation

Biomasse Fernwärmesystem (Fernwärmeversorgung Bruck der Brucker Bio Fernwärme)

Für das Netzmodell des Brucker Fernwärmenetzes wurde basierend auf den tatsächlichen Rohrdimensionen und Längenangaben ein Rohrnetzplan erstellt, wobei vier Bauabschnitte berücksichtigt wurden. Ursprünglich wurde das Netz ausschließlich über das Biomasse-Heizwerk versorgt (Bestand 2011). Seit dem Jahr 2012 wird über einen weiteren Einspeiser Abwärme aus der Papierfabrik Norske Skog mit einer thermischen Leistung von 3 MW_{th} eingespeist. Durch den weiteren Netzausbau (Bauabschnitte BA 2013 und BA 2014), welcher teilweise bereits umgesetzt ist, musste trotz des zusätzlichen Einspeisers auch die Leistung des Biomasse-Heizwerkes gesteigert werden. Für den Endausbau liegt diese bei rund $12 \text{ MW}_{\text{th}}$. Für die weiteren Simulationen wurde ausschließlich das Modell für den Endausbau verwendet. Der Rohrnetzplan mit Bauabschnitten sowie Einspeisern ist in Abbildung 6 dargestellt.

Neben den vom Netzbetreiber angegebenen Leistungen der im Netz integrierten Abnehmer wurden auch die tatsächlich am Standort aufgezeichneten Daten von Vor- und Rücklauftemperaturen ausgewertet und für die weiteren Simulationen berücksichtigt.

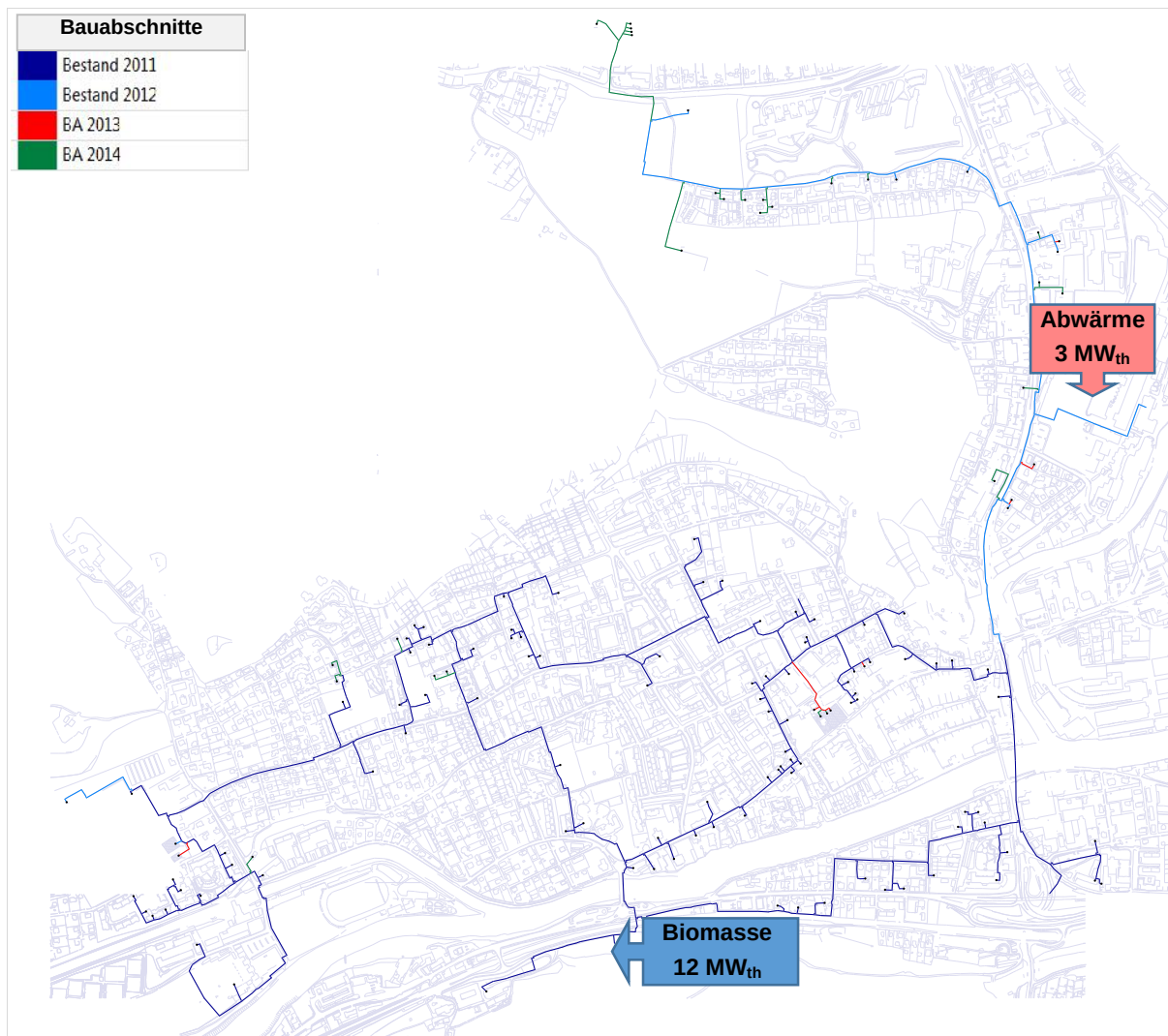


Abbildung 6: Netzplan des Fernwärmenetzes Bruck / Mur

Es hat sich gezeigt, dass die energetische enger mit der wirtschaftlichen Simulation verschränkt werden musste als ursprünglich gedacht, da das vom Geschäftsmodell abhängige Einspeiseverhalten direkte Auswirkungen auf die physikalisch-technischen Rahmenbedingungen des Netzbetriebs hat. Die Rückwirkungen des Geschäftsmodells auf den Simulationsverlauf müssen berücksichtigt werden, um zu einem konsistenten Gesamtbild zu gelangen.

In der Simulation wurden bald zwei komplementäre Zugänge verfolgt:

- Untersuchung der Auswirkungen am Modell eines realen Netzes (Fallbeispiel Bruck an der Mur). Diese Simulation kann angesichts der Komplexität des Netzes nur quasistatisch erfolgen. Zudem ist es mit diesem Modell momentan nicht möglich, die dynamischen Wechselwirkungen zwischen Preisen und Prosumereinspeisungen vollständig abzubilden.
- Dynamische Simulation von Mikronetzen: Für exemplarische Mikronetze wurde untersucht, wie weit dynamische Effekte, etwa die Speicherfähigkeit des Netzes selbst und die Wechselwirkung zwischen Preiskommunikation und Prosumereinspeisungen, eine Rolle spielen. (Abbildung 7) Dazu sind auch für Einzelkomponenten recht komplexe Modelle erforderlich; als Beispiel ist in Abbildung 8. ein Rohrmodell dargestellt. Zudem sind in einem kleinen Netz die Auswirkungen durch einen oder wenige dezentrale Einspeiser sehr viel stärker. Weiters erlaubt es die Untersuchung kleiner Netze, auch Grenzfälle wie etwa ein Netz ohne zentrales Heizhaus zu untersuchen. Wie in 2.4 ausgeführt, wurde in diesem Zugang nochmals differenziert. Wobei die Untersuchung der vollen Wechselwirkungsdynamik von technischem und ökonomischem Regelkreis nur in einem, bezüglich Physik stark vereinfachten Modell, erfolgte.

Die beiden Zugänge werden allerdings insofern verschränkt, als dass für spezielle Teilsysteme und Komponenten (etwa einzelne Prosumer-Gebäude oder Kessel) die gleichen Modelle zum Einsatz kommen und die Mikronetzsimulationen zum Teil auf Daten beruhen, die aus der Gesamtnetzsimulation entnommen sind.

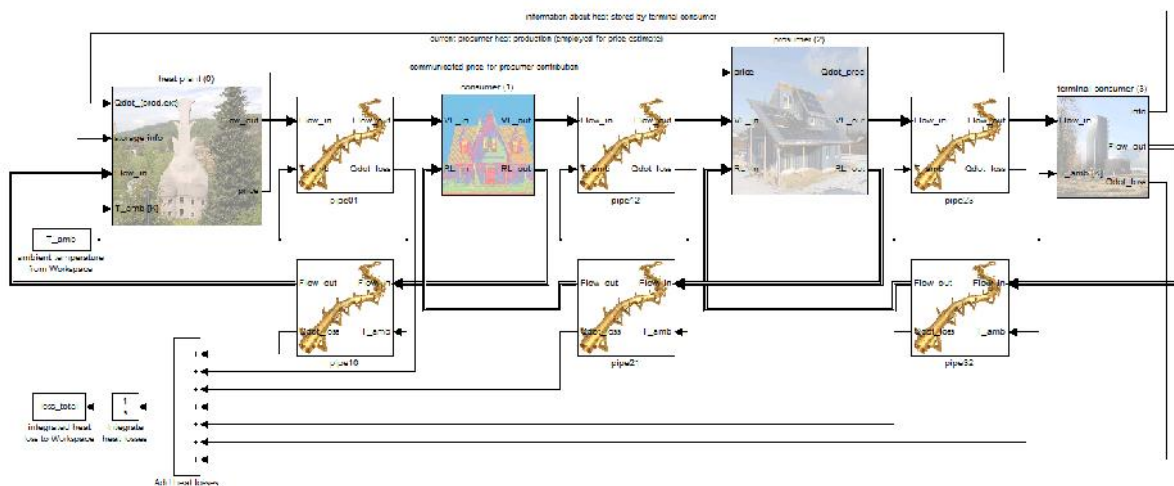


Abbildung 7: Simulink-Modell eines Mikronetzes mit Heizwerk und zwei Konsumenten, von denen einer über die Möglichkeit der Wärmespeicherung verfügt. Dabei wird einerseits vom Heizwerk der aktuelle Preis an den Prosumer kommuniziert, andererseits vom Prosumer die aktuelle Wärmeinspeisung und vom Endverbraucher der Füllstand des Wärmespeichers an das Heizwerk.

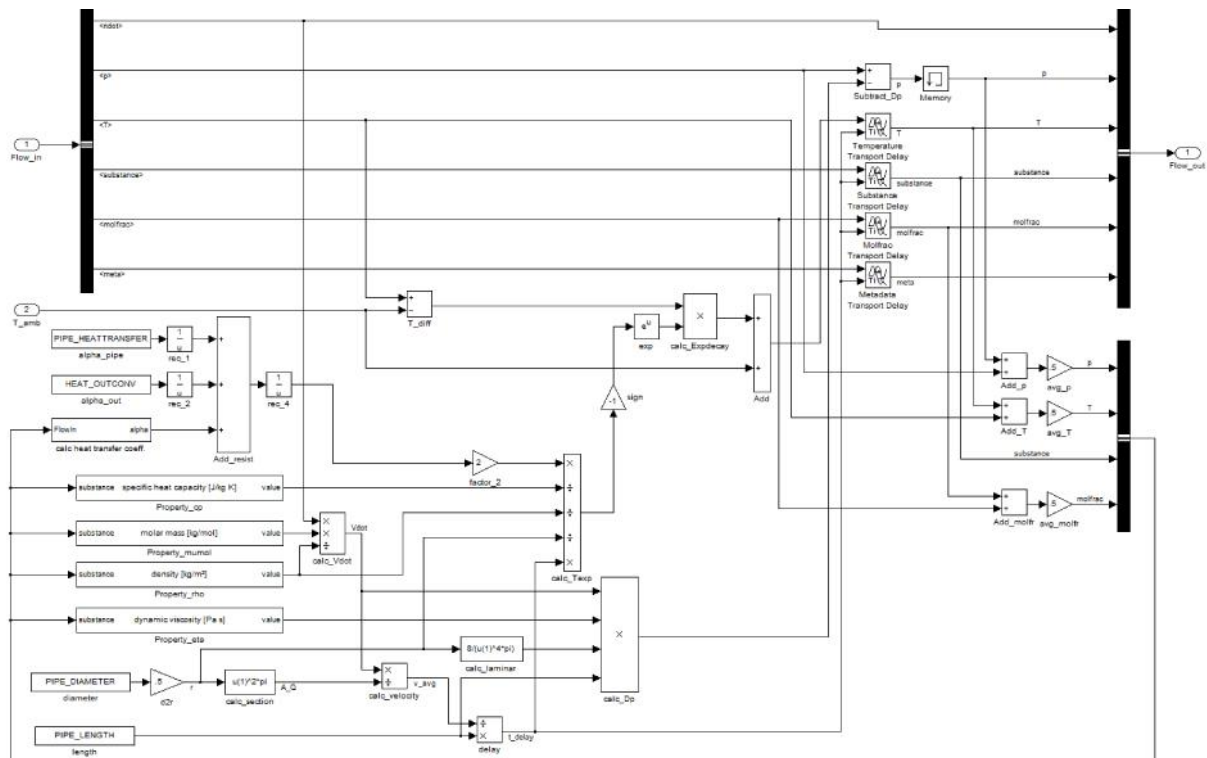


Abbildung 8: Simulink-Rohrmodell für dynamische Netzsimulation

Die Abbildung der Haustechnik erfolgt in der Simulationsumgebung IPSEpro (Abbildung 10). IPSEpro ist eine kompakte, flexible Simulationssoftware für die Modellierung von Prozessen aus Energie und Umwelttechnik. Der Namesteil PSE der Software steht für „Process Simulation Environment“. Mit Hilfe der Software können Prozessschemata sowie reale Anlagen in einem prozessflussorientierten Simulationsmodell abgebildet und berechnet werden. (siehe auch Abbildung 9) Das erstellte Simulationsmodell ermöglicht in erster Linie die Berechnung der Massen- und Energiebilanzen für einzelne Apparate bzw. Anlagensysteme.

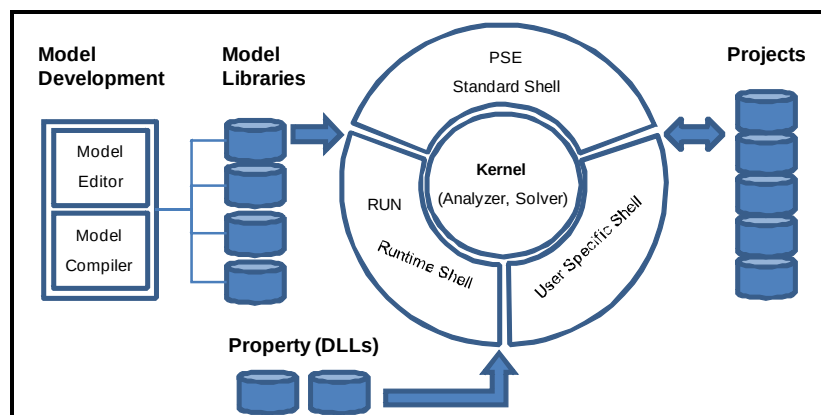
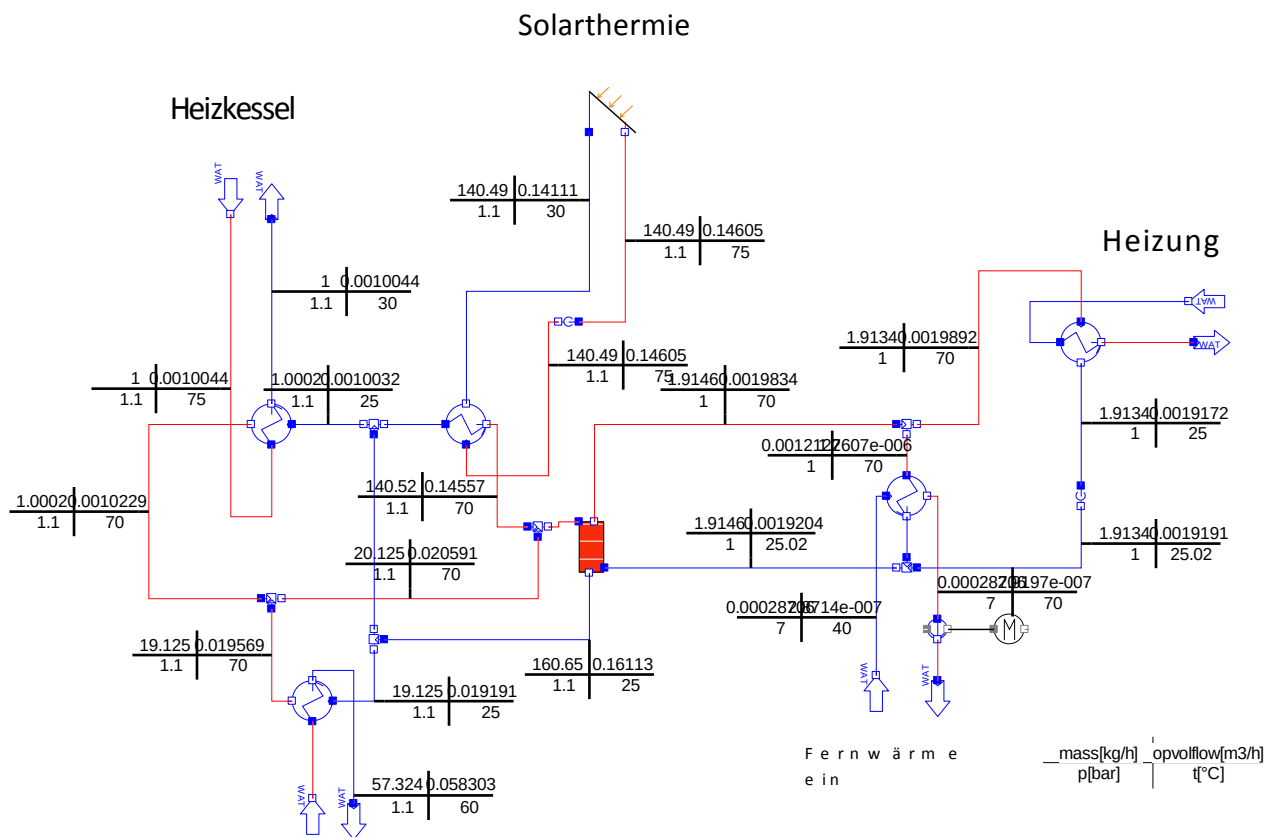


Abbildung 9: Softwarestruktur IPSEpro

Das zentrale Element der Software stellt der Solver dar, der mit Hilfe des „Newton-Raphson-Verfahren“ die Lösung für das durch das Simulationsmodell gebildete Gleichungssystem

berechnet. Um für ein Verfahren ein repräsentatives Simulationsmodell zu erstellen, kann auf unterschiedliche Modelle für einzelne Apparate und Anlagen aus Modellbibliotheken zurückgegriffen werden und zu einem eigenen IPSEpro-Projekte zusammengefasst werden. Die notwendigen Stoffdaten werden vom Solver aus „Property DLLs“ bezogen. Über den „Model Development“-Bereich können neue Modelle zu den einzelnen Bibliotheken hinzugefügt werden.



Die benötigten Modellkomponenten für Solarthermische Anlagen bzw. Schichtwasserspeicher wurden eigens für das Forschungsprojekt erstellt. Ziel war es für die Kombination der verschiedenen Simulationsumgebungen ein möglichst konsistentes Modell zu generieren, dass sowohl die Abbildung solarthermischer Anlagen erlaubt, als auch die Möglichkeit bietet einen Heizkessel anzuschließen. Das Kesselmodell wurde von Bioenergy2020+ in MATLAB/Simulink erstellt und ist über die COM-Schnittstelle mit dem Simulationsmodell in IPSEpro verbunden.

Basierend auf den Realdaten konnte das Simulationsmodell abgeglichen werden. Es zeigte sich eine gute Übereinstimmung von den Simulationsergebnissen und den Realdaten, wie beispielhaft am Fall der Solarthermie in Obergrafendorf zu sehen ist. (Abbildung 11)

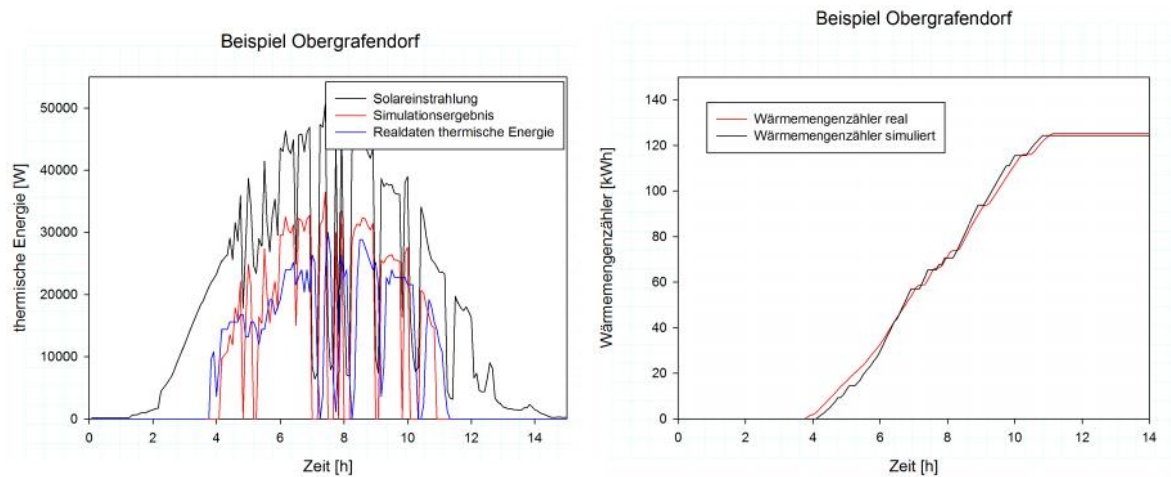


Abbildung 11: Vergleich der Simulationsdaten im Hausmodell mit realen Messdaten. Grundlegende Modelle und Kombination der verschiedenen Simulationsumgebungen

Herausforderung im Simulationsbereich war es, die verschiedenen, jeweils in ihrem Bereich bewährten Programme (IPSEpro für statische Prozess-Simulation, Simplex für quasistatische Simulation realer Netze, und MATLAB/Simulink für dynamische Simulation, so zu kombinieren, dass ein konsistentes Modell entsteht.

Das Schema des Ineinandergreifens der unterschiedlichen Komponenten ist auf Modellebene in Abbildung 12, und auf Datenebene in Abbildung 13 dargestellt.

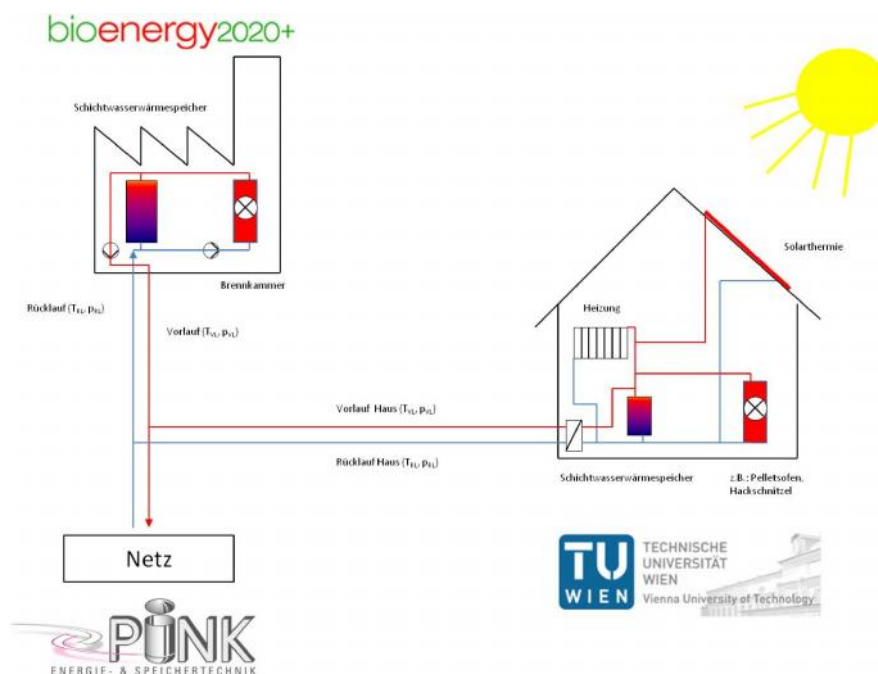


Abbildung 12: Grundschematische Darstellung des Ineinandergreifens der Modellkomponenten bei der Simulation eines realen Netzes

Um die Simulation in drei verschiedenen Umgebungen zu kombinieren wurde folgendes Vorgehen gewählt: Die Abbildung des Fernwärmenetzes erfolgt mit SIMPLEX. Die Lastdaten der veränderten Komponenten (Heizwerk, Prosumer) werden mittels MATLAB/Simulink

generiert. Das Gebäudesimulationsmodell in IPSEpro wird mittels COM-Schnittstelle aus MATLAB gesteuert. Dies bietet den Vorteil, dass die ansonsten statischen Modelle in IPSEpro dynamisch angesteuert werden könne.

Basierend auf den veränderten Daten wird das System in SIMPLEX neu kalkuliert und ein Ergebnislastfile (Lastfiles_.csv) erstellt. Dies wiederum wird als neue Datengrundlage für die Berechnungen in MATLAB und IPSEpro verwendet.

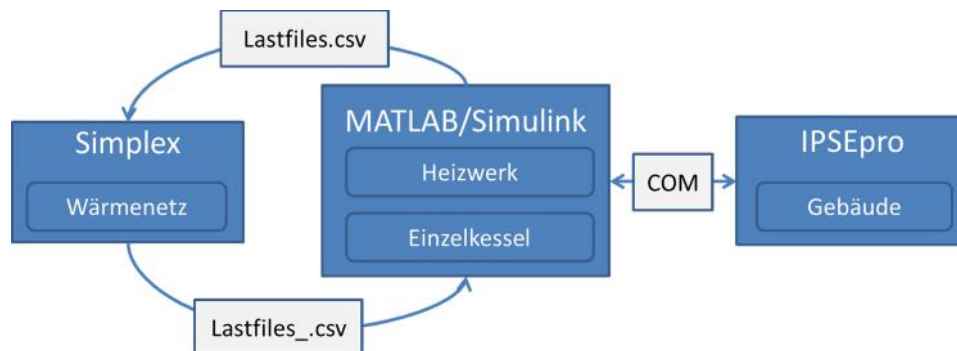


Abbildung 13: Schema des Ineinandergreifens der unterschiedlichen Modellkomponenten auf Ebene der Datenübergabe. Die Kommunikation mit Simplex erfolgt mittels Lastfiles im csv-Format, die Kommunikation zwischen MATLAB und IPSEpro über das von Microsoft zur Kommunikation zwischen Programmen entwickelte Component Object Model (COM).

Im Laufe des Projekts stellte sich heraus, dass es sinnvoll ist, Simulationen mit unterschiedlichem Detailgrad und unterschiedlich starker Einbeziehung der Dynamik durchzuführen. Konkret wurden drei Detailgrade betrachtet:

1. Voll dynamische Simulation eines Mikronetzes, wobei nur Energie-, Geld- und Informationsströme sowie Brennstoffverbrauch und Emissionen betrachtet werden, man aber die Details von Druck- und Temperaturniveaus nicht berücksichtigt. Mit den entsprechenden, zeitlich sehr genau aufgelösten Simulationen, können dafür die Speicherfähigkeit des Netzes selbst, etwaige Rückwirkungen der Prosumer-Einbindung auf das Netz sowie die direkte Kopplung von wirtschaftlichem und technischem Regelkreis betrachtet werden.
2. Voll dynamische Simulation eines Mikronetzes mit realistischem Hausmodell (inklusive Solaranlage und Kessel) für den Prosumer und Betrachtung weiterer physikalischer Größen des Netzwerkes, insbesondere von Temperatur- und Druckverhältnissen.
3. Realistisches mittelgroßes Netz, in diesem Fall am Beispiel Bruck an der Mur umgesetzt. Dabei werden stundenweise quasistatische Berechnung über ein ganzes Jahr durchgeführt, wobei auch die Analyse von Druck- und Temperaturverhältnissen möglich ist. Allerdings gibt es in diesem Modell keine direkte Rückwirkung der Prosumer-Einspeisungen auf die Preise oder ganz generell dynamische Wechselwirkungen zwischen physikalisch-technischem und wirtschaftlichem Sektor des Modells, abgesehen von einer Kostenminimierung bei der Wahl der Einspeiseart. Dieses Modell wird in Abschnitt 3.2.2.2 behandelt.

3.2.1 Energie-Kosten-Informations-Modell

Die Struktur des Energie-Kosten-Informationsmodells ist in Abbildung 14 dargestellt. Das generische Mikronetz besteht aus einem Heizhaus mit zwei Kesseln, zwei aggregierten Konsumenten und einem Prosumer, der zwischen den beiden Konsumentenblöcken lokalisiert ist. Der Prosumer verfügt über einen 10 kW Biomasse-Kessel und eine thermische Solaranlage mit einer maximalen Leistung von ca. 14 kW.

Die Information über den aktuellen Preis wird vom Heizwerk an den Prosumer übermittelt, die Information über die Einspeiseleistung vom Prosumer an das Heizwerk. Diese Übermittlungen erfolgen nahezu in Echtzeit, mit lediglich einer sehr kurzen Verzögerung. Die Verzögerungsglieder bilden realistische Trägheiten der Informationsübermittlung ab, vor allem aber verhindern sie, dass im Modell algebraische Schleifen auftreten. Solche Schleifen sollten für robuste Modellen nach Möglichkeit vermieden werden, zudem würden sie hier zu unrealistischen instantanen Optimierungseffekten führen.

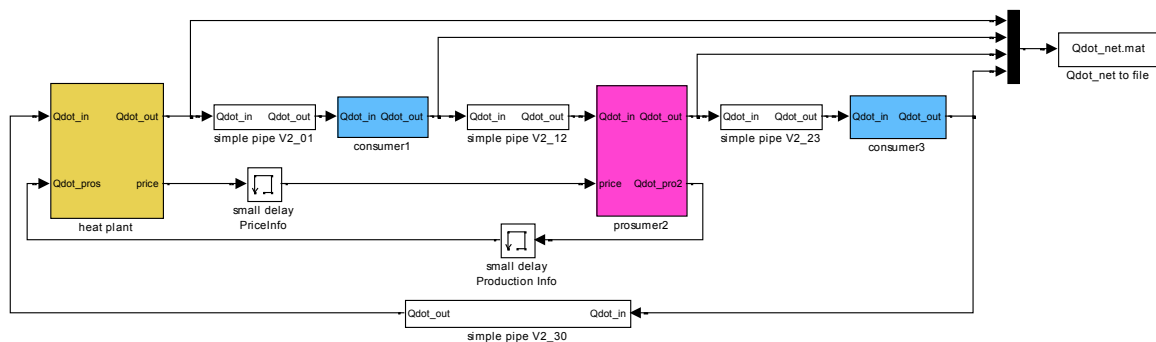


Abbildung 14: Grundlegende Struktur des Energie-Kosten-Informations-Modells

3.2.1.1 Wirkungsgrad- und Emissionsmodell

Für das Teilmodell des Kessels sind Wirkungsgrad, Emissionsverhalten und Brennstoffkosten eng miteinander verknüpft. Da es Hauptziel dieser Untersuchungen war, möglichst allgemeine Untersuchungen durchzuführen, wurde auf die Anpassung des Modells an einen spezifischen Kessel verzichtet, und es wurde einfachen, analytisch formulierbaren Modellen der Vorzug gegenüber komplexeren und schwieriger handzuhabenden Modellen gegeben.

Grundlage des Kesselmodells ist ein angenommener Wirkungsgrad, der (bezogen auf den Brennwert) ein Maximum von 90% annehmen kann (d.h. Abgaskondensation bzw. allgemein Brennwerttechnologie wird nicht betrachtet). Zum Wirkungsgrad von Kesseln bei sehr schlechter Auslastung sind nur wenig belastbare Daten verfügbar. Allgemein wurde für den Wirkungsgrad h der betrachteten Kessel die Form

$$h = h_{\min} + (h_{\max} - h_{\min}) \times P^{1/4} \text{ mit } h_{\min} = 0.1 \text{ und } h_{\max} = 0.9$$

verwendet, wobei $P = P_{\text{rel}}$ die relative Leistung bezeichnet. Dieser Verlauf des Wirkungsgrads ist in Abbildung 15 dargestellt

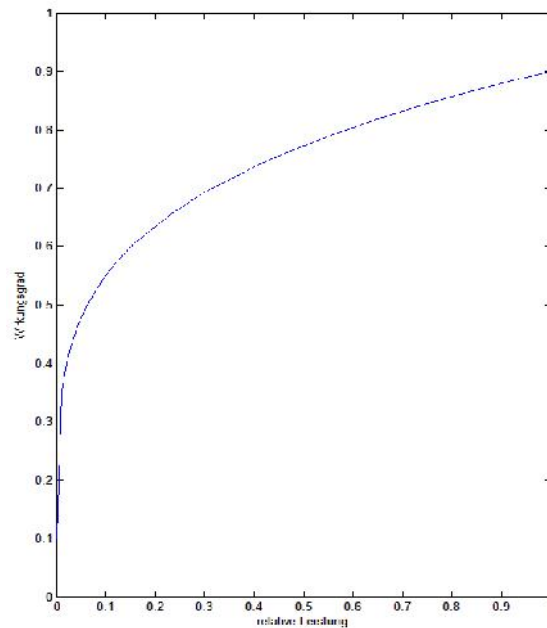


Abbildung 15: Ansatz für den Wirkungsgrad

Die Emissionscharakteristik von Kesseln ist sehr unterschiedlich, insbesondere im Teillastbetrieb. Entsprechend ist es nicht möglich, ein generisches quantitativ korrektes Modell für die Emissionen aufzustellen. Als zumindest qualitativ auf die meisten Kessel zutreffendes Modell wurde ein leistungsabhängiger Ansatz der Form

$$Em(P) = P \times \varepsilon\left(\frac{P}{P_0}\right)$$

mit

$$\varepsilon(P_{rel}) = \varepsilon_{min} + (\varepsilon_{max} - \varepsilon_{min}) \times e^{-9 \times P_{rel}^2}$$

gewählt.

In Abbildung 16 ist der charakteristische Verlauf der Emissionen für $\varepsilon_{min} = 1$ und $\varepsilon_{max} = 2$ gezeigt; in der Simulation benutzte typische Werte sind in Abbildung 18 angeführt.

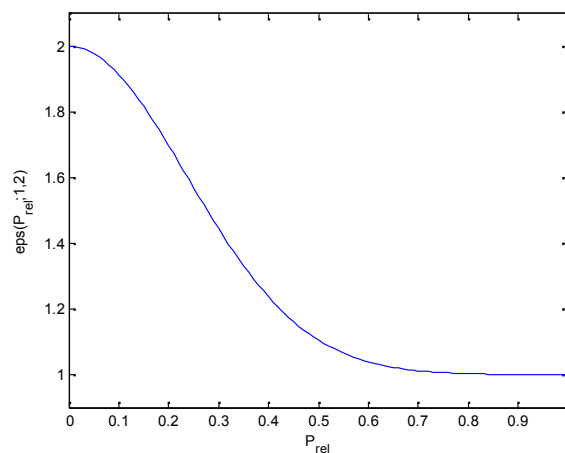


Abbildung 16: Darstellung des charakteristischen Verlaufs des Emissionsmodells (für $\varepsilon_{min} = 1$ und $\varepsilon_{max} = 2$)

In diesem Modell entstehen in den An- und Abschaltvorgängen sowie im Teillastbetrieb (bezogen auf die Brennstoffenergie) höhere Emissionen. Diese Spitzen sind auch in den Simulationsergebnissen von Abschnitt 3.2.2.1 deutlich zu erkennen.

3.2.1.2 Kosten- und Preismodell

Es wurden in diesem Modell nur laufende Kosten betrachtet. Eine Investitionsrechnung ist nur indirekt (z.B. über Amortisationsdauer als Verhältnis von Investitionskosten zu zusätzlichem Gewinn) möglich. An laufenden Kosten wurden nur Brennstoffkosten betrachtet, hingegen nicht die Stromkosten oder zusätzliche Kosten für Regelung und Kommunikation. Alle diese Kosten machen (wie sich auch an Abschätzungen in Abschnitt 3.3 zeigt) nur einen sehr kleinen Teil der laufenden Kosten aus.

Grundlage für die Ermittlung des fairen Preises war einerseits die vom Heizhaus bezogene Wärmemenge, andererseits die Information über die Prosumereinspeisung. Aus diesen beiden Größen wurde, wie in Abbildung 17 gezeigt, der Preis mittels Sekantenmethode berechnet. Die Ermittlung mittels Tangentenmethode hätte den Vorteil, dass das Ausmaß der Prosumereinspeisungen nicht bekannt sein muss, allerdings kann, wie ebenfalls in Abbildung 17 gezeigt, die Berechnung mittels Tangente den fairen Preis sowohl über- als auch unterschätzen und ist insbesondere weniger effektiv darin, das Anlaufen von Spitzenlastkesseln zu verhindern.

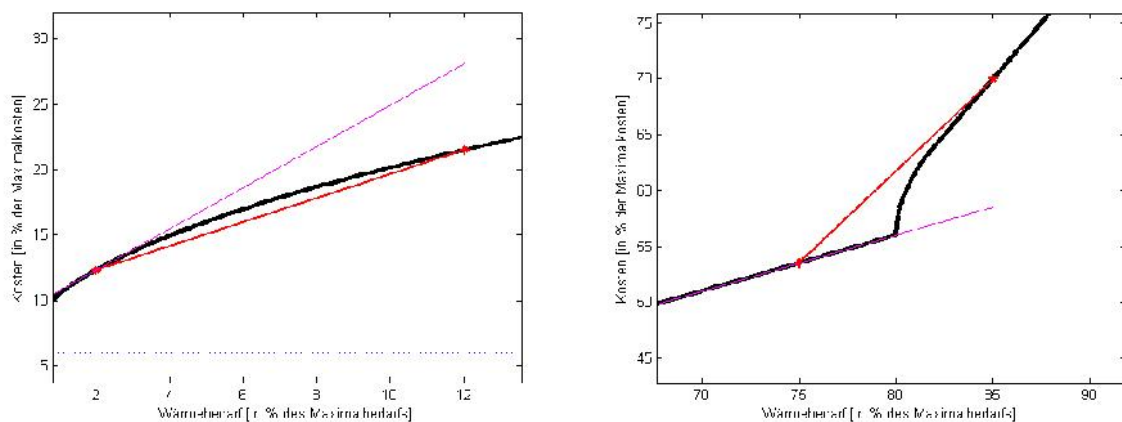


Abbildung 17: Bestimmung des fairen Preises mittels Sekanten- und näherungsweise mittels Tangentenmethode

Der auf diese Weise ermittelte Preis wurde noch mit Hilfe eines Integrators geglättet und zudem nach oben bzw. nach unten durch Preisgrenzen beschränkt. Wie auch noch in den Abschnitten 3.2.2.1 und 3.2.2.2 erörtert wird, hat sich die Preisuntergrenze als problematisch erwiesen.

Während die Daten des Grundlastkessels nicht variiert wurden, wurden für den Spitzenlast- und den Prosumerkessel unterschiedliche Annahmen getroffen und die entsprechenden Ergebnisse verglichen. Für den Spitzenlastkessel wurden die beiden folgenden Szenarien betrachtet:

- a) Gaskessel: teurer Brennstoff, schnelle Reaktion, geringe toxikologische Emissionen, aber dafür erheblicher CO₂-Ausstoß

- b) Alter Biomassekessel: vergleichsweise billiger Brennstoff, langsamere Reaktion, deutlich größere umwelttoxikologische Emissionen, dafür nur geringer (effektiver) CO₂-Ausstoß

Für den Prosumerkessel wurden die folgenden Szenarien verglichen:

1. Pelletskessel: teurerer Brennstoff als Hackschnitzel, schnelle Reaktion, vergleichsweise geringe Emissionen (aber höher als für das Heizwerk, bei dem Filtertechnik deutlich leichter einsetzbar ist), geringer CO₂-Impact
2. Waldhackgut bzw. Holzabfälle zu sehr günstigem Preis (z.B. Forstwirt, für den Holzabfälle ohnehin anfallen, und der diese in erster Linie los werden will), etwas höhere Emissionen als für den Pellets-Fall

Die genauen Werte für Kesselparameter, Brennstoffpreise und Emissionen sind in Abbildung 18 zusammengefasst.

	Br.-St.-Preis €-cent/kWh	Kesselreaktion min	maxEmiss kg/J_{primär}	minEmiss kg/J_{primär}	CO₂ kg/J_{primär}
Grundlastkessel	3.60	30	$1.0 \cdot 10^{-9}$	$1.0 \cdot 10^{-10}$	$4.0 \cdot 10^{-9}$
Spitzenlastkessel A	9.00	10	$8.0 \cdot 10^{-11}$	$4.0 \cdot 10^{-11}$	$8.0 \cdot 10^{-8}$
Spitzenlastkessel B	3.60	30	$7.5 \cdot 10^{-9}$	$3.0 \cdot 10^{-10}$	$4.0 \cdot 10^{-9}$
Prosumer Typ 1	5.40	10	$5.0 \cdot 10^{-9}$	$2.0 \cdot 10^{-10}$	$4.0 \cdot 10^{-9}$
Prosumer Typ 2	0.54	10	$1.0 \cdot 10^{-8}$	$1.0 \cdot 10^{-9}$	$4.0 \cdot 10^{-9}$

Abbildung 18: Modellparameter für die Simulationen in Abschnitt 3.2.1:

3.2.1.3 Regelung und Parameteroptimierung

Ein entscheidender Punkt für das Funktionieren eines Wärmenetzes im Allgemeinen, und der Prosumer-Einbindung im Speziellen, ist eine geeignete Regelungsstrategie. Die implementierte Regelung ist vergleichsweise einfach; dass sich dennoch schnell eine erhebliche Komplexität ergibt, ist in Abbildung 19 für den Regelungsblock des Heizwerks dargestellt.

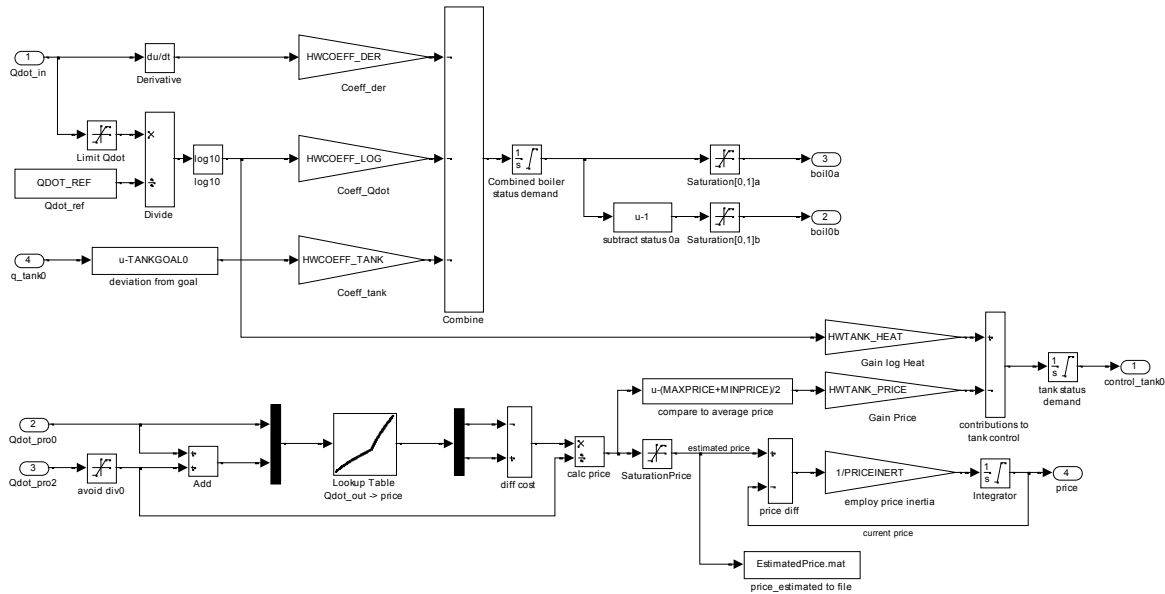


Abbildung 19: Regelung für die beiden Heizwerkessel und den zentralen Speichertank.

In die Heizwerk-Regelung gehen als Eingangsgrößen die Wärmemenge im Rücklauf, der Füllstand des Tanks, die vom Prosumer produzierte Wärmemenge und die aktuelle Wärmeproduktion der Heizwerkessel ein; die Ausgangsgrößen sind die angepeilten Sollleistungen der beiden Kessel, die Strategie für das Befüllen oder Entleeren des zentralen Speichertanks und der an den Prosumer kommunizierte Preis.

Die Regelung für den Prosumer ist zwar prinzipiell einfacher, enthält aber zusätzlich eine Hysterese, d.h. unterschiedliche Schwellwerte für das Ein- und Ausschalten des Kessels. Das ist sinnvoll um die Zahl der Ein- und Ausschaltvorgänge zu reduzieren, und möglich, da die Möglichkeit einer Entnahme aus dem Netz bzw. einer Einspeisung der überschüssigen Wärme besteht.

Insgesamt enthält die Regelung 14 Parameter, die optimiert werden müssen. Für diese Optimierung wurde eine Kostenfunktion definiert, die neben den Brennstoffkosten auch zusätzliche (fiktive) Kostenbeiträge für Emissionen und nachgefragte, aber nicht zur Verfügung stehende Wärme enthält. Für diese Kostenfunktion wurden die Parameter jeweils für Winter, Sommer und Übergangszeit mittels Simulated Annealing optimiert.

3.2.2 Simulationsergebnisse

3.2.2.1 Ergebnisse der Simulationsläufe

Der Schwerpunkt der Simulation lag auf der Analyse von typischen Wochen im Winter, Sommer und der Übergangszeit. Der Verlauf einer solchen Simulation wird beispielhaft in Abbildung 20 gezeigt.

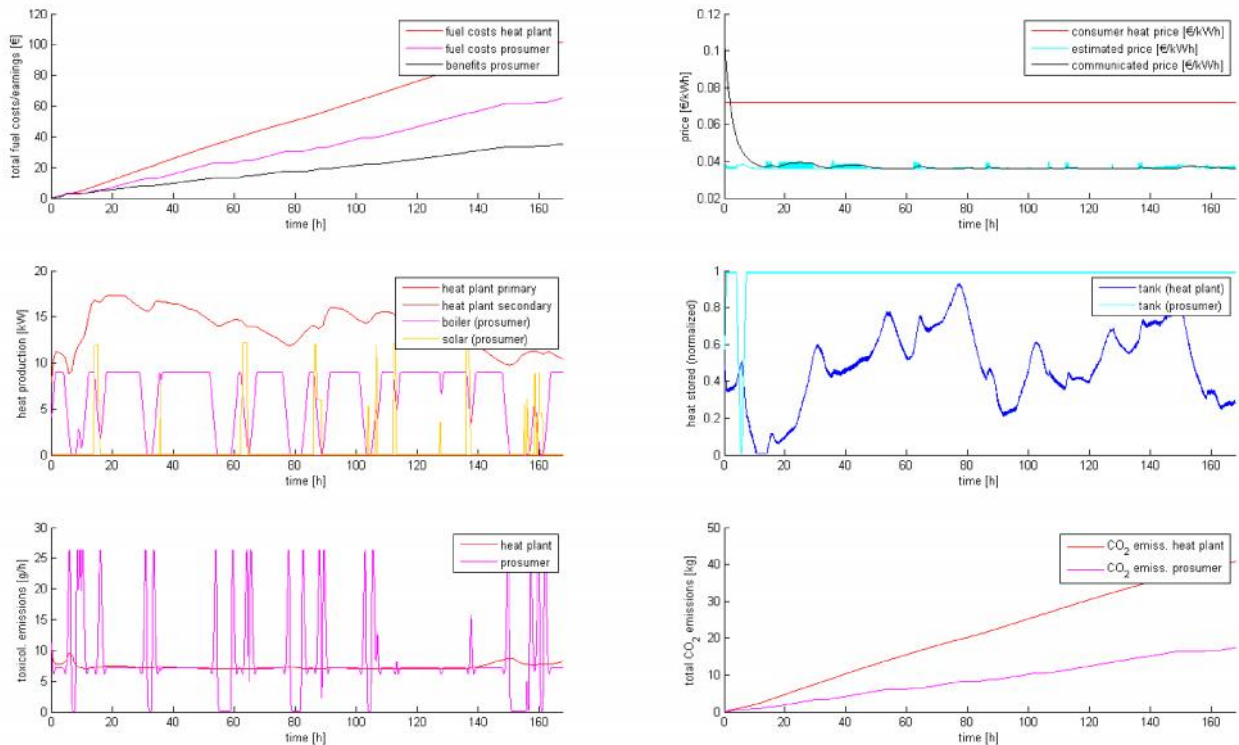


Abbildung 20: Ergebnisse der Simulation für das Energie-Kosten-Informations-Modell (Abschnitt 3.2.1) bei Simulation einer typischen Woche in der Übergangszeit.

Verglichen wurden die Ergebnisse mit den Ergebnissen für zwei Alternativszenarien, die als **simple** und **split** bezeichnet wurden. Diese beiden Modelle sind, analog zum Grundmodell (Abbildung 14), in Abbildung 21 gezeigt. Im ersten Szenario wird der Prosumer durch einen simplen Konsumenten ersetzt. (Für einen realistischen Vergleich muss dafür die Leistung der Heizwerkessel entsprechend erhöht werde.) Im zweiten Szenario wird das Gebäude mit eigenen Wärmeerzeugern (das im Grundszenario den Prosumer darstellt) vom Netz abgekoppelt und versorgt sich selbst mit Wärme ohne die Möglichkeit zu haben, aus dem Netz zu entnehmen oder in dieses einzuspeisen.

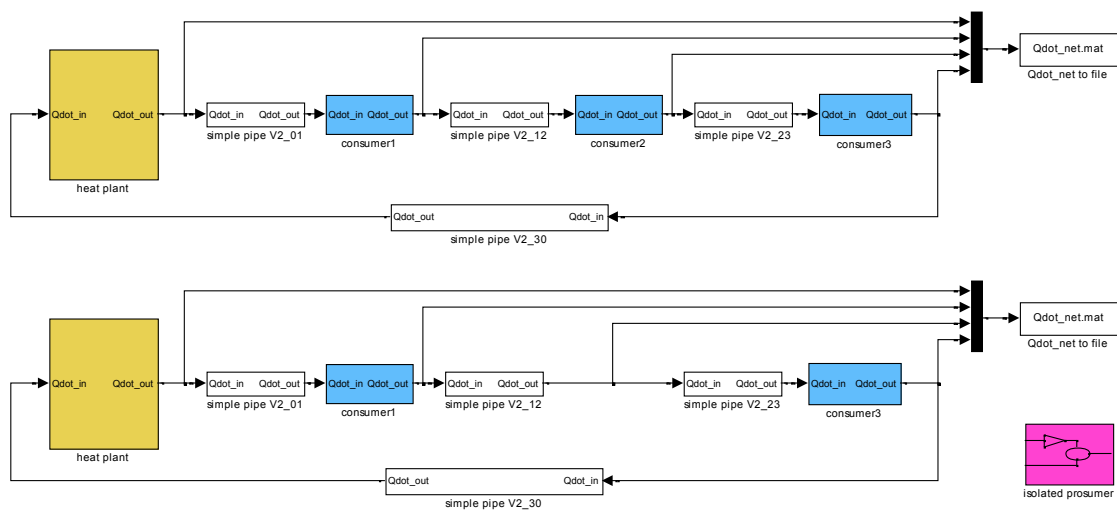


Abbildung 21: Vergleichsszenarien **simple** (oben) und **split** (unten) .

Die Ergebnisse für den Jahres-summierten Vergleich der Prosumereinbindung mit dem Szenario **simple** sind in Abbildung 22 zusammengefasst, für den Vergleich mit dem

Szenario **split** in Abbildung 23. Um die Interpretation zu erleichtern, werden in diesen Tabellen jeweils Verbesserungen (Reduktion der Brennstoffkosten, Steigerung der erzielten Nettoerlöse, Reduktion von Emissionen) in **Grün**, entsprechende Verschlechterungen in **Rot** dargestellt.

Generell zeigt sich, dass die gesamtwirtschaftliche Bilanz für den laufenden Betrieb in den meisten Fällen positiv ausfällt. Im Rahmen des hier betrachteten Marktmodells passiert es allerdings leicht, dass trotz positiver Gesamtbilanz ein Teilnehmer (hier meist das Heizhaus) durch den Umstieg Verluste macht. Zudem nehmen durch die Prosumereinspeisungen die Emissionen typischerweise zu. Beide Effekte lassen sich durch den Verzicht auf einen Mindesteinspeisepreis (wie er in diesen Rechnungen verwendet wurde) voraussichtlich deutlich abschwächen.

B_ PS	Brennst. Spitzenl-- Kessel	Brennst.- Art Prosumer	Brennst- Kosten Heizw.	Brennst.- Kosten Prosumer	Netto- verdienst Heizw.	Netto- verdienst Prosumer	Emiss. [kg]	CO_2 [kg]	Wärme- defizit [kWh]	Gesamt- wirtschaft- lichkeit
0	Gas	normal	-€ 2.844,92	+€ 1.817,16	+€ 127,35	+€ 897,86	+14,77	-8.551,99	+1.686,10	+€ 1.025,21
1	Gas	normal	-€ 3.268,36	+€ 3.352,16	-€ 1.429,87	+€ 1.266,22	+34,42	-7.780,86	+1.579,70	-€ 163,65
-1	Gas	normal	-€ 3.501,34	+€ 1.811,96	+€ 957,35	+€ 730,02	+10,15	-8.377,77	+2.179,94	+€ 1.687,37
0	Holzabf.	normal	-€ 1.594,84	+€ 2.986,73	-€ 530,19	-€ 861,14	+3,78	+158,63	+3.165,61	-€ 1.391,33
1	Holzabf.	normal	+€ 1.602,00	+€ 187,22	-€ 3.842,75	+€ 2.054,10	+81,01	+11.803,59	+2.009,88	-€ 1.788,64
-1	Holzabf.	normal	+€ 162,34	+€ 214,69	-€ 2.816,32	+€ 2.399,70	+27,05	+10.424,26	+1.951,87	-€ 416,63
0	Gas	billig	-€ 7.088,40	+€ 470,81	+€ 2.876,24	+€ 3.737,61	+351,01	-19.982,60	+1.645,62	+€ 6.613,86
1	Gas	billig	-€ 6.915,32	+€ 470,81	+€ 2.645,60	+€ 3.790,71	+349,31	-19.861,33	+1.792,04	+€ 6.436,31
-1	Gas	billig	-€ 6.872,88	+€ 470,61	+€ 2.724,30	+€ 3.673,68	+349,63	-19.991,12	+1.743,40	+€ 6.397,98
0	Holzabf.	billig	-€ 2.660,18	+€ 470,81	-€ 1.411,31	+€ 3.601,19	+266,67	+190,89	+2.725,26	+€ 2.189,89
1	Holzabf.	billig	-€ 3.165,57	+€ 470,81	-€ 1.043,17	+€ 3.670,96	+280,77	+12,90	+2.233,10	+€ 2.627,79
-1	Holzabf.	billig	-€ 3.083,38	+€ 470,61	-€ 959,36	+€ 3.569,45	+280,90	+21,70	+1.779,73	+€ 2.610,09

Abbildung 22: Vergleich der Prosumer-Einbindung mit Szenario **simple**:

B- PS	Brennst. Spitzen-- Kessel	Brennst.- Art Prosumer	Brennst- Kosten Heizw.	Brennst.- Kosten Prosumer	Netto- verdienst Heizw.	Netto- verdienst Prosumer	Emiss. [kg]	CO_2 [kg]	Wärme- defizit [kWh]	Gesamt- wirtschaft- lichkeit
0	Gas	normal	-€ 283,10	-€ 41,35	-€ 153,52	+€ 479,20	-10,34	-124,29	+18,51	+€ 325,68
1	Gas	normal	+€ 647,40	-€ 951,12	-€ 376,63	+€ 682,05	+12,10	+5,29	-119,44	+€ 305,43
-1	Gas	normal	-€ 229,76	-€ 929,91	+€ 188,95	+€ 944,20	-29,42	-328,65	-102,59	+€ 1.133,15
0	Holzabf.	normal	-€ 627,30	+€ 220,78	-€ 1.832,19	+€ 2.238,24	+131,70	+467,11	-21,63	+€ 406,05
1	Holzabf.	normal	-€ 616,67	+€ 220,78	-€ 1.914,19	+€ 2.309,24	+131,94	+520,92	-16,32	+€ 395,05
-1	Holzabf.	normal	-€ 689,75	+€ 220,78	-€ 1.733,14	+€ 2.200,18	+131,87	+368,39	-0,64	+€ 467,04
0	Gas	billig	-€ 1.114,96	+€ 279,93	-€ 1.269,00	+€ 2.103,76	+88,90	+300,24	-114,79	+€ 834,77
1	Gas	billig	-€ 1.156,17	+€ 279,93	-€ 1.278,52	+€ 2.150,86	+89,34	+283,76	-59,84	+€ 872,34
-1	Gas	billig	-€ 1.135,18	+€ 279,93	-€ 1.192,26	+€ 2.046,87	+90,49	+292,15	-106,17	+€ 854,62
0	Holzabf.	billig	+€ 986,59	-€ 1.210,57	-€ 899,52	+€ 1.123,37	-19,84	+96,20	-20,27	+€ 223,86
1	Holzabf.	billig	+€ 512,59	+€ 494,83	-€ 2.537,92	+€ 1.530,57	+1,98	+653,38	+68,02	-€ 1.007,34
-1	Holzabf.	billig	+€ 154,59	-€ 1.210,57	+€ 40,28	+€ 1.015,37	-24,72	-260,98	+20,69	+€ 1.055,66

Abbildung 23: **Vergleich der Prosumer-Einbindung mit Szenario split:**

3.2.2.2 Brucker Fernwärmenetz

Wie bereits zuvor erwähnt, wurde das Netzmodell des Brucker Fernwärmenetzes sowohl für den Auslegungsfall als auch über den Zeitraum eines Jahres (quasistatisch) im Zeitschritt von einer Stunde (8760) berechnet. Die Netzdaten für den Auslegungsfall sind in Abbildung 24 dargestellt.

Netzlast	15.278,2	kW
Abnahmelast	21.826,0	kW
Wärmeverlust	609,9	kW
VL-Temp (max/min)	95,0 / 86,8	°C
RL-Temp (max/min)	55,0 / 51,4	°C
VL-Druck (max/min)	13,7 / 8,9	bar
RL-Druck (max/min)	9,2 / 2,0	bar
Diff-Druck (max/min)	8,7 / 1,0	bar
Pumpleistung	16,8	kW

Abbildung 24: Netzdaten im Auslegungsfall

Durch die Analyse im Auslegungsfall konnte bestätigt werden, dass es durch die Integration von zusätzlichen Prosumern zu einer Verbesserung der Druck- und Temperaturverhältnisse im Netz kommen kann. Beispielhaft wurde in Abbildung 25 der Differenzdruck des

derzeitigen Netzes mit den zwei Einspeisern, sowie der Differenzdruck mit zusätzlichen Prosumern gegenübergestellt. Dabei zeigte sich eine deutliche Reduktion des maximalen Differenzdrucks von knapp 9 bar auf etwas mehr als 6 bar. Dies kann durch die Reduktion der starken Belastung der Versorgungsleitung begründet werden, welche den Westteil des Netzes aus der Ringleitung heraus versorgt.

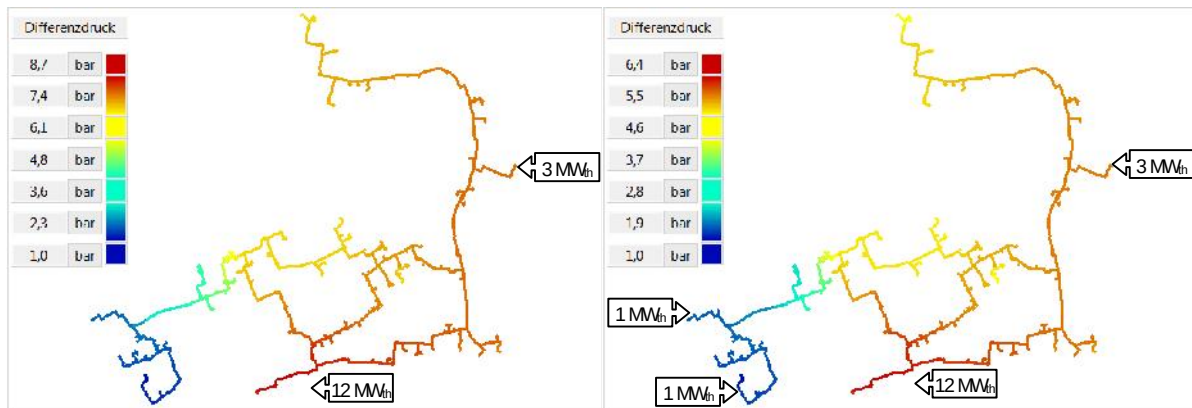


Abbildung 25: Differenzdruck im derzeitigen Netz sowie mit zwei zusätzlichen Prosumern

In Abbildung 26 wurden die Netzlast, die Abnahmelast sowie der Wärmeverlust für das derzeitige Fernwärmenetz als Ergebnis für die Jahressimulation dargestellt.

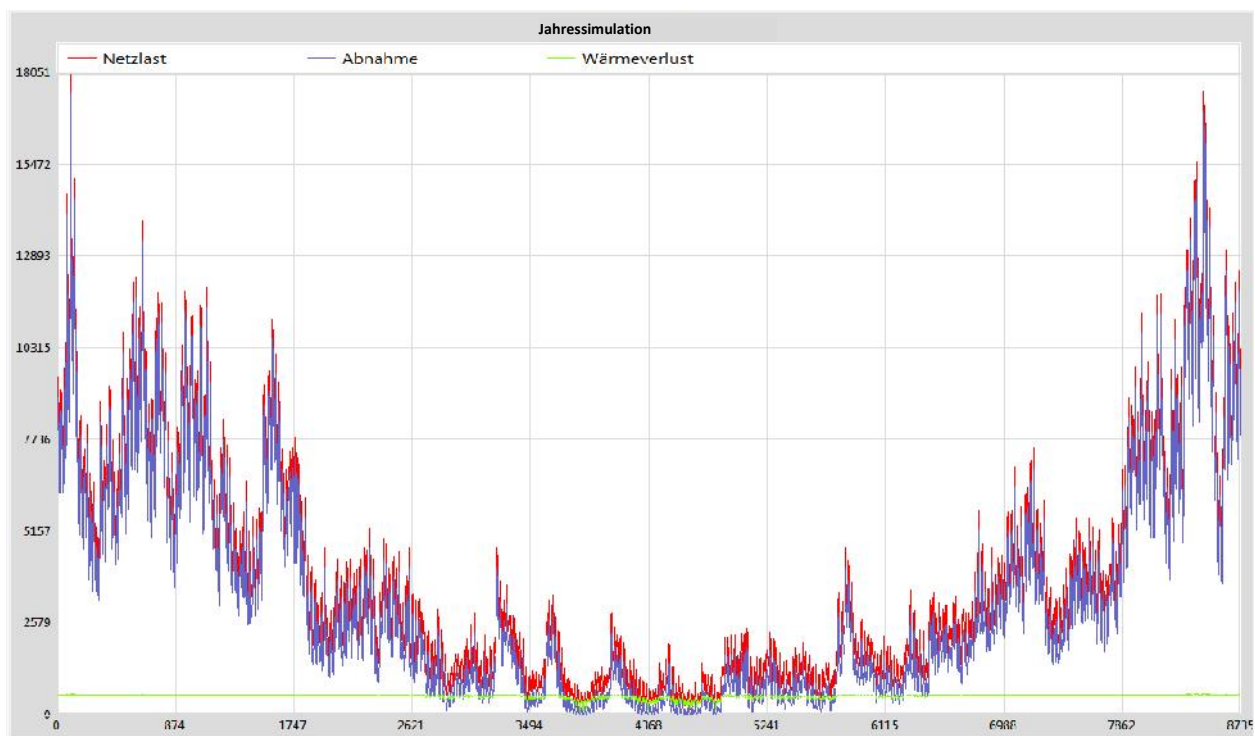


Abbildung 26: Jahressimulation des Fernwärmenetzes Bruck / Mur

Analog zur Auslegungsrechnung konnten auch für die Jahressimulation durch die Integration zusätzlicher Prosumer in das Fernwärmenetz für einzelne Fälle Verbesserungen sowohl in

technischer als auch wirtschaftlicher Hinsicht nachgewiesen werden. In Abbildung 27 wurden wesentliche Netzdaten für unterschiedliche Varianten gegenübergestellt, wobei die Position der beiden zusätzlichen Prosumer aus Abbildung 25 ersichtlich ist.

Die Varianten „starr“ und „optimiert“ unterscheiden sich durch die Ein- und Ausschaltkriterien für die jeweiligen Einspeiser. Bei der starren Fahrweise werden je nach Bedarf die Heizhäuser bzw. Prosumer entsprechend einer vorgegeben Reihenfolge ein- bzw. ausgeschaltet. Bei der optimierten Variante wird der Wärmebedarf mit der jeweils kostengünstigsten Kombination der verfügbaren Wärmeerzeuger abgedeckt.

		Derzeitiges Netz		1. Prosumer		2. Prosumer	
		starr	optimiert	starr	optimiert	starr	optimiert
Einspeisemenge	[GWh]	33,13	33,13	32,95	32,94	32,96	32,80
Prosumer 1	[GWh]	-	-	8,13	3,64	8,14	4,99
Prosumer 2	[GWh]	-	-	-	-	6,01	1,98
Heizhaus 1	[GWh]	18,75	12,03	14,07	11,07	10,81	8,98
Heizhaus 2	[GWh]	14,38	21,10	10,75	18,23	8,00	16,85
Abnahmemenge	[GWh]	28,70	28,70	28,70	28,70	28,70	28,70
Wärmeverlust	[GWh]	4,43	4,43	4,25	4,24	4,26	4,10
Nutzungsgrad	[%]	86,6%	86,6%	87,1%	87,1%	87,1%	87,5%
Brennstoffkosten	[T€]	1.509,0	1.480,6	1.460,2	1.410,5	1.435,7	1.405,4
Prosumer 1	[T€]	-	-	329,44	151,08	329,70	210,70
Prosumer 2	[T€]	-	-	-	-	245,22	88,62
Heizhaus 1	[T€]	790,29	524,20	593,43	423,46	453,48	382,98
Heizhaus 2	[T€]	718,66	956,41	537,30	835,98	407,25	723,14
hydr. Pumparbeit	[MWh]	71,78	76,15	47,65	71,09	44,65	74,17
Prosumer 1	[MWh]			9,15	5,06	11,91	9,14
Prosumer 2	[MWh]					9,60	3,45
Heizhaus 1	[MWh]	28,69	13,00	17,53	12,92	11,62	11,68
Heizhaus 2	[MWh]	43,09	63,15	20,97	53,11	11,52	49,90

Abbildung 27: Variantenvergleich des Brucker Fernwärmenetzes

3.3 Ableitung von Rahmenbedingungen

3.3.1 Grundüberlegungen zum sinnvollen Einsatz dezentraler Wärmeerzeugung

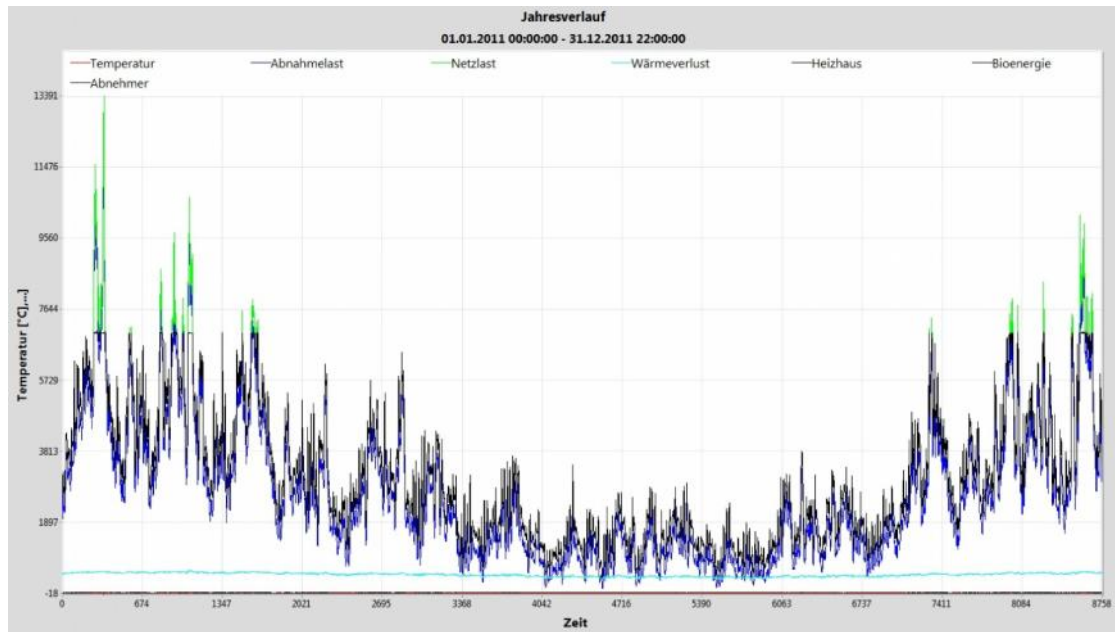


Abbildung 28: Jahresverlauf für verschiedene Netzgrößen

Anhand der in Abbildung 28 dargestellten Jahresverläufe von Netzleistung und anderen Größen haben sich zwei Szenarien als besonders interessant herauskristallisiert:

- Sommerbetrieb: Hier ist der Heizbedarf gering und das zentrale Heizhaus oft nur zur Warmwasserbereitstellung in Betrieb. Bei ausreichender Prosumer-Einspeisung, insbesondere von Wärme aus der zu dieser Zeit sehr effizienten Solarthermie und ggf. mit Nutzung von Speichern könnte es möglich sein, den Warmwasserbedarf vollständig mittels *Prosumer*-Beiträgen zu decken – das Heizwerk könnte in dieser Periode den Betrieb seiner Kessel vollständig einstellen.
- Sehr kalte Wintertage: Um den zusätzlichen Wärmebedarf in besonders kalten Perioden zu decken, werden oft Spitzenlastkessel verwendet, die mit fossilen Brennstoffen (insbesondere Erdgas) betrieben werden oder schlechte Emissionswerte aufweisen. *Prosumer*-Einspeisungen (die zu dieser Zeit wohl in erster Linie von Biomassekesseln stammen) könnten den zusätzlichen Bedarf abdecken und es damit erlauben, auf die Inbetriebnahme von Spitzenlastkesseln zu verzichten.

Am schwierigsten stellt sich die Situation für bidirektionale Netzwerke in der Übergangszeit dar. Hier können bestenfalls mit gut durchdachten Regelstrategien und dem effizienten Einsatz von Speichern die Prosumerbeiträge sinnvoll genutzt werden.

Benötigter Pumpstrom für die Einspeisung

Generell gilt, dass der notwendige Pumpenstrom verglichen mit den Kosten für Brennstoffe sehr günstig ist. Das ist insbesondere weit entfernt vom Heizhaus der Fall, wo einerseits die Einspeisung besonders effektiv, andererseits auch die zu überwindende Druckdifferenz klein ist.

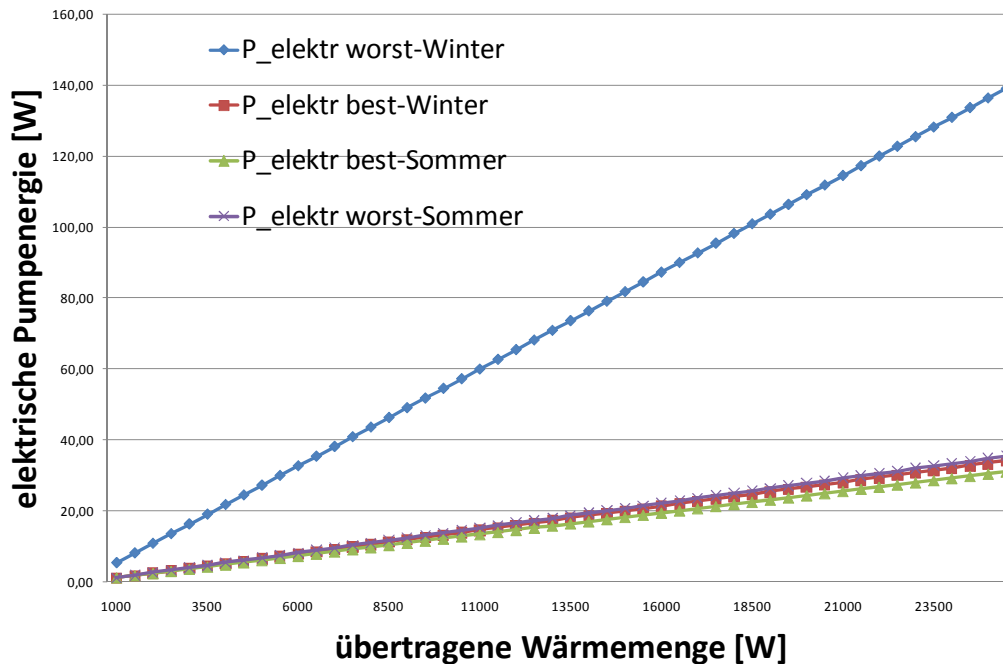


Abbildung 29: Analyse der benötigten Pumpleistung für den schlechtesten bzw. besten Fall im Sommer- bzw. Winterbetrieb

Bei der Analyse der Netzdaten von Bruck/Mur wurde abhängig nach Netzlage und Vor- bzw. Rücklauftemperaturen festgestellt, dass der maximale Differenzdruck, der im Winter zu überwinden wäre bei ca. 9 bar liegt. Der bestmögliche Fall um einzuspeisen liegt bei ca. 1,1 bar. Basierend auf diesen Daten und den Netztemperaturen, sowie realistischen Pumpdaten konnte die benötigte elektrische Leistung bestimmt werden (Abbildung 29). Wie bereits angenommen, zeigte sich, dass die benötigte elektrische Leistung im Vergleich zur eingespeisten Wärmemenge sehr gering ist.

Für die Solarthermie ist es voraussichtlich sinnvoll, immer einzuspeisen, wenn die technisch-physikalischen Möglichkeiten gegeben sind. Die Einspeisungen aus lokalen Biomasse-Kesseln erfordert hingegen, wie in Abschnitt 3.4 diskutiert, eine intelligente Regelungsstrategien, die auf einer Kommunikation der aktuellen Wärmepreise aufbaut.

Eine bislang offene Frage ist, ob für dezentrale Einspeiser Vorlaufeinspeisung oder Rücklaufanhebung sinnvoller ist. In beiden Fällen wird zusätzliche Energie in das Netz eingebracht. Während aber in den Vorlauf eingebrachte Energie unmittelbar nutzbar ist, hat man bei Rücklaufeinspeisung nur einen indirekten Effekt vorliegen; zudem verringert sich die Temperaturspreizung. Dafür sind die temperaturtechnischen Anforderungen für Rücklaufanhebung deutlich geringer; auch die zu überwindende Druckdifferenz ist kleiner.

Die Einspeisung vom Rücklauf in den Vorlauf ist die von den Fernwärmebetreibern bevorzugte Variante, da die Rücklauftemperaturen konstant bleiben und die Pumpkosten zu einem großen Teil vom Einspeiser getragen werden. Durch die Einspeisemethode vom Rücklauf in den Vorlauf des Fernwärmenetzes ist es auch möglich, die primäre Wärmequelle in schwachen Teillastbetriebsfällen durch dezentrale Prosumer gänzlich zu ersetzen. Aus diesem Grund wurde diese Variante im Projekt präferiert.

3.3.2 Auswirkungen auf die Emissionen

Bei Emissionen ist die Ausgangslage für ein großes Heizhaus deutlich besser als für Kleinf Feuerungen. Während für eine große Anlage die Installation von Abgasfiltern gängig ist, kommen diese bei Kleinf Feuerungen selten zum Einsatz. Zudem werden die Emissionen im dezentralen Fall direkt beim Verbraucher erzeugt, d.h. der Verdünnungs- und Abbaueffekt verliert weitgehend seine Schutzwirkung.

Daher ist es ein durchaus mögliches Szenario, dass bidirektionale Einspeisung aus Biomassekesseln in vielen Fällen zwar aus wirtschaftlicher und aus Klimasicht günstig sein könnte, nicht jedoch aus umwelttoxikologischer Sicht.

Zu einer wesentlichen Verringerung der Emissionen wird es allerdings meist führen, wenn ein Kessel, der sonst nur in Teillastbetrieb laufen würde, durch die dezentrale Einspeisung im Vollastbetrieb ersetzt wird.

Die Emissionscharakteristiken verschiedener Kessel sind sehr unterschiedlich. Insbesondere im Teillastbetrieb gibt es Kessel mit sehr schlechten Werten und solche, die auch in diesem Fall nur geringfügig höhere Emissionen (bezogen auf Brennstoffverbrauch oder Wärmeleistung) haben. Entsprechend ist es nicht möglich, zu diesem Bereich allgemeingültige Aussagen zu treffen.

3.4 Geschäftsmodelle und Wirtschaftlichkeit

Die Diskussion der Wirtschaftlichkeit erfolgt anhand einer Kostenkurve. Diese wird im Allgemeinen eine monoton steigende Funktion des Wärmebedarfs sein, wie in Abbildung 30. für einen idealisierten Fall dargestellt. Im Extremfall kann diese Kurve auch Sprünge beinhalten. Das wurde im hier benutzten Modell vermieden, allerdings beginnt bei $\dot{Q} = 0$ und bei $\dot{Q} = 0.8 \dot{Q}_{\max}$ jeweils ein Bereich mit sehr starker Steigung, was jeweils die Kosten für die Inbetriebnahme eines zusätzlichen Kessels im Modell abbilden soll.

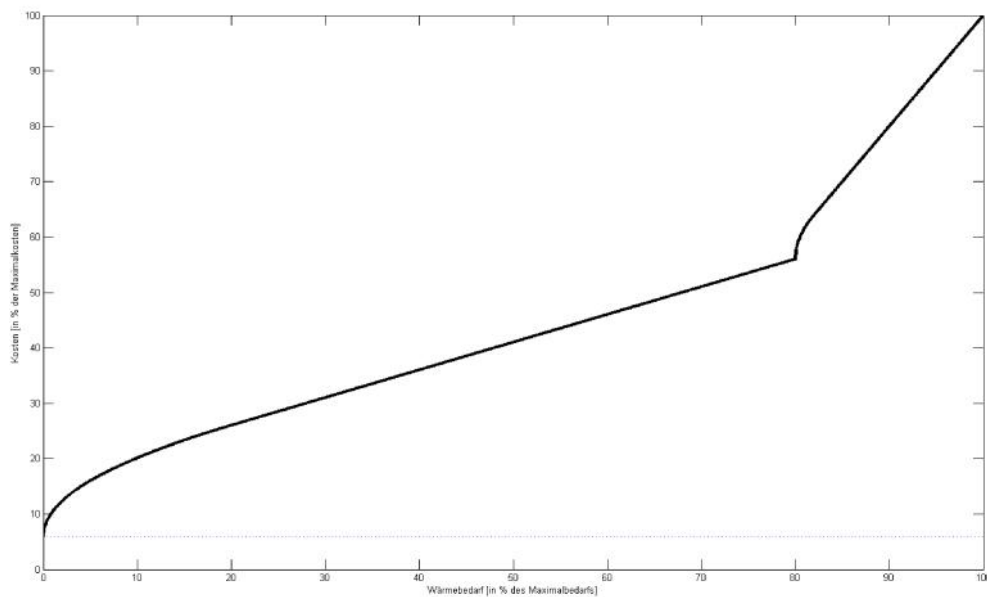


Abbildung 30: Fiktive, normierte Kostenkurve für ein Heizwerk mit gasbetriebem Spitzenlastkessel, der bei 80% der Maximalleistung einsetzt.

Durch Prosumereinspeisungen verringert sich der Wärmebedarf im Netz, d.h. man wandert auf der Kostenkurve nach links. Die Berechnung eines fairen Preises würde, wie in Abbildung 31 dargestellt, über die Steigung der Sekante erfolgen. Allerdings ist im Heizhaus der tatsächlich Bedarf $\dot{Q}_{\text{total},0}$, der ohne Anwesenheit der Prosumer vorliegen würde, nicht bekannt, sondern lediglich der entsprechend modifizierte Bedarf

$$\dot{Q}_{\text{Heiz}} \approx \dot{Q}_{\text{total},0} - \dot{Q}_{\text{Pros}}.$$

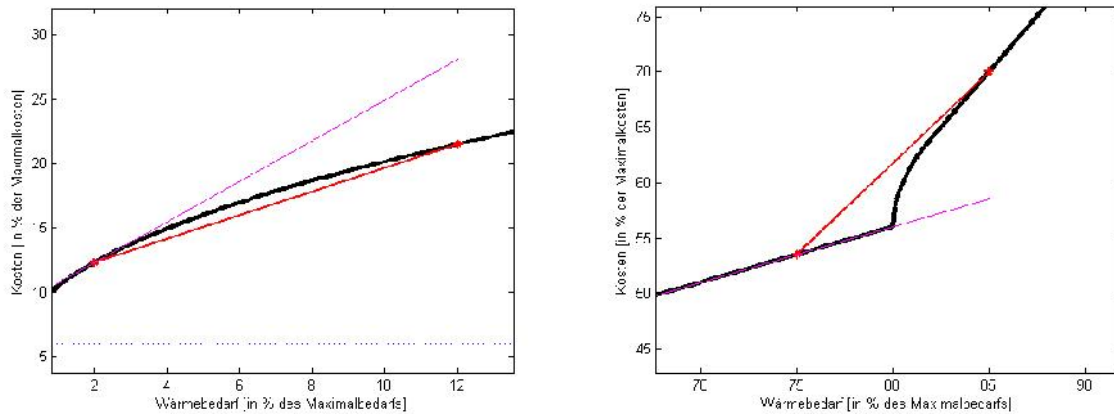


Abbildung 31: Veränderungen der Kosten durch Prosumereinspeisungen. Die wahre Kostenreduktion für das Heizhaus und damit der faire Preis errechnet sich aus der (im Allgemeinen unbekannten) Steigung der Sekanten (rot eingezeichnet). Eine Näherung durch Tangenten (magenta) kann den fairen Preis sowohl überschätzen (linkes Bild) als auch unterschätzen (rechtes Bild).

Die Prosumereinspeisungen werden im Allgemeinen zu einer Veränderung des Gesamtwärmebedarfs führen,

$$\dot{Q}_{\text{total},0} \rightarrow \dot{Q}_{\text{total,neu}}$$

da sich die Wärmeverluste des Netzes durch die veränderten Temperaturniveaus verändern. Bei unveränderter Vorlauftemperatur ist zu erwarten, dass die Verluste zunehmen, da die Vorlauftemperatur, in vom Heizwerk weit entfernten Bereichen des Netzes, zunehmen wird. Erfolgt die Prosumereinspeisung jedoch bei tieferer Temperatur oder erlauben es die Prosumerbeiträge die Vorlauftemperatur des Netzes abzusenken, dann können sich die Verluste auch reduzieren.

Da der Gesamteffekt im Vergleich zum gesamten Wärmeverbrauch meist klein und im Vorhinein schwer abzuschätzen ist, ist als Näherung

$$\dot{Q}_{\text{total,neu}} \approx \dot{Q}_{\text{total},0}$$

durchaus zulässig, womit man

$$\dot{Q}_{\text{Heiz}} \approx \dot{Q}_{\text{total},0} - \dot{Q}_{\text{Pros}}$$

setzen kann.

Werden die Einspeiseleistungen der Prosumer in (nahezu) Echtzeit an das Heizhaus übermittelt, so lässt sich in der Tat eine gute Näherung des fairen Preises berechnen. Ist diese Information (die ja ohnehin aufgezeichnet werden muss) der zentralen Stelle nicht in Echtzeit verfügbar, so wird die Ermittlung des fairen Preises insbesondere in kritischen Situationen (etwa nahe an der Maximalauslastung des Hauptkessels) sehr viel schwieriger.

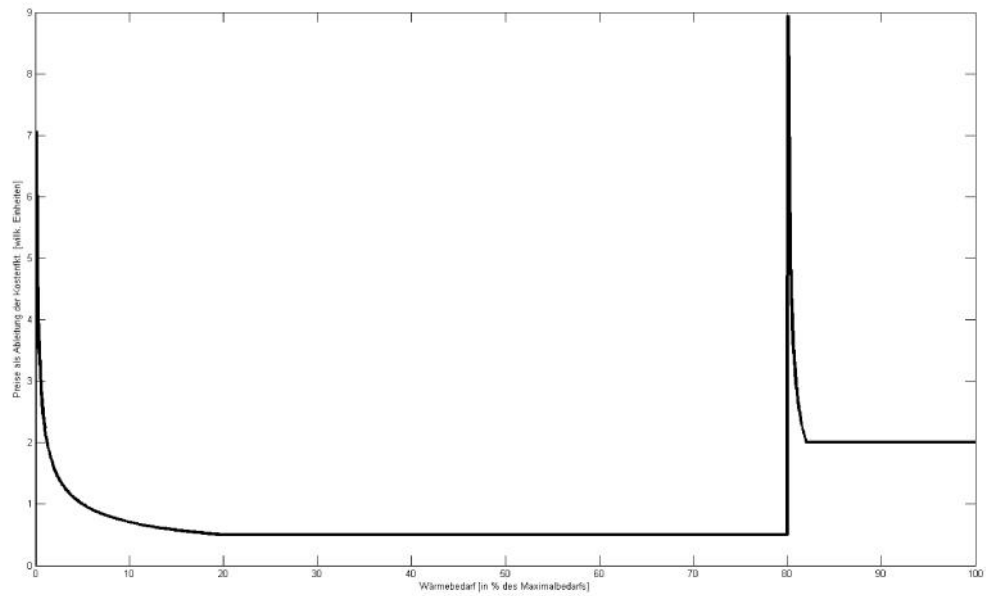


Abbildung 32: Tangentenbasierte Preisfunktion, als Ableitung der in Abbildung 30 dargestellten Kostenfunktion erhalten.

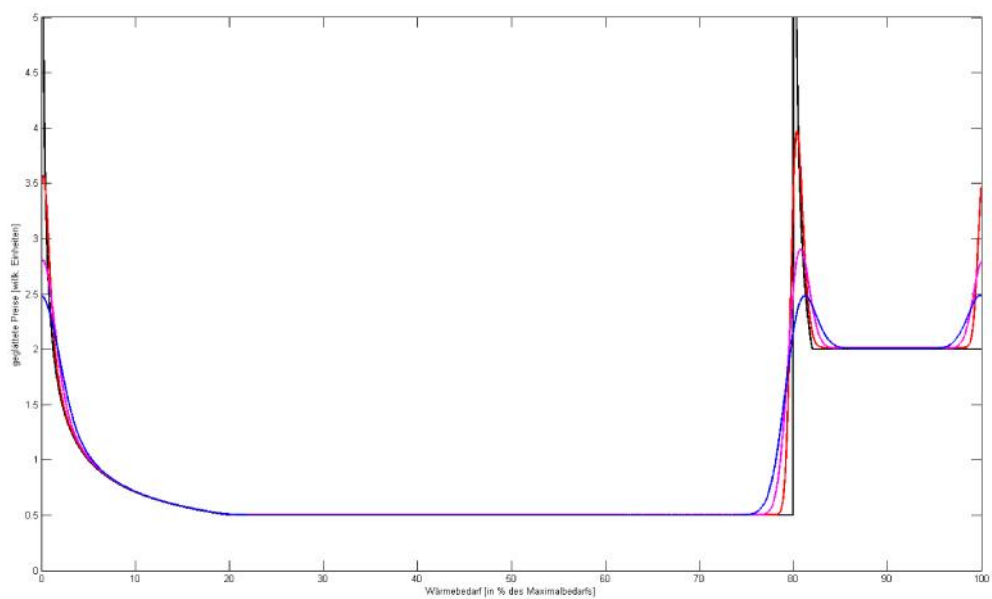


Abbildung 33: Geglättete Preisfunktionen (rot, magenta und blau), die durch Faltung der in Abbildung 32 gezeigten Kurve mit Gauß-Kurven unterschiedlicher Halbwertsbreite entstanden sind. Der Preisanstieg am Ende des Leistungsbereiches ist ein Artefakt, das durch die Periodizität der für die Faltung benutzten Fouriertransformation zustande kommt.

Der Ansatz, der in Modellen wie etwa dem in Abbildung 7 dargestellten verfolgt wird, ist allerdings die Kommunikation der Prosumerbeiträge in Echtzeit an das Heizhaus und eine entsprechende Abschätzung des Preises, wie in Abbildung 34 gezeigt.

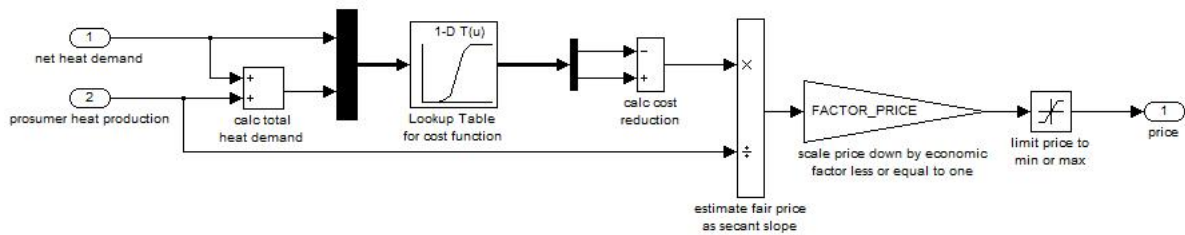


Abbildung 34: Umsetzung der Abschätzung eines fairen Preises für Prosumereinspeisung in Simulink (als Teil des Heizhaussystems implementiert)

Unabhängig davon, mit welcher der genannten Methoden die Preisberechnung erfolgt, sind einige wirtschaftliche Rahmenbedingungen zu beachten:

- Für den gewinnorientierten Heizhausbetrieb wird den Prosumern nicht der ermittelte faire (d.h. kostenneutrale) Preis übermittelt und verrechnet, sondern ein entsprechend reduzierter. Das stellt sicher, dass die Prosumereinspeisungen auch für den Heizhausbetreiber Vorteile bringen. Allerdings dürfen die Preisreduktionen nicht so gravierend sein, dass sie das Einspeisen nicht mehr attraktiv machen.
- In speziellen Situationen, etwa an der Grenze zur Inbetriebnahme eines zusätzlichen Kessels, können sich sehr hohe faire Preise ergeben. Hier ist die Möglichkeit vorzusehen, den Preis (auf hohem Niveau) zu deckeln.
- Umgekehrt kann es, insbesondere in genossenschaftlich organisierten Netzen sinnvoll oder notwendig sein, den Einspeisern einen Mindestpreis zu garantieren.

Generell sollte die Kommunikation des aktuellen Preises zeitnah erfolgen, um eine faire Abgeltung zu garantieren. (Ansonsten wäre es z.B. möglich, dass etwa noch hohe Preise gezahlt werden, die die Inbetriebnahme eines zusätzlichen Kessels verhindern sollten, obwohl dieser Kessel bereits in Betrieb genommen werden musste.)

Allerdings sind auch die physikalisch-technischen Rahmenbedingungen bei der Preiswahl zu beachten: So sollte häufiges Hoch- und Niederfahren der Kessel vermieden werden; ganz generell sind zu abrupte Änderungen der Drücke und Temperaturen im Netz zu vermeiden.

Die entsprechende Logik (die auch auf Informationen über den Stand der vorhandenen Wärmespeicher zugreifen sollte) muss auf jeden Fall im Heizhaus implementiert werden, zusätzlich können auch bei den Prosumern entsprechend modifizierte Regelstrategien zum Einsatz kommen.

4 Detailangaben in Bezug auf die Ziele des Programms

4.1 Einpassung in das Programm

Im Projekt BiNe wurde Schwerpunktmäßig die Materie des gebäudeübergreifenden Austauschs von Wärme, Kälte und Strom behandelt.

4.2 Beitrag zum Gesamtziel des Programms

Derzeit steht die Reduktion des Energieverbrauchs von Gebäuden an der obersten Stelle der Sanierungsagenden. Zukünftig werden immer mehr Gebäude mehr Energie produzieren, als sie verbrauchen (Plusenergiegebäude). Aber auch bei bestehenden Gebäuden ist bei solarbasierter Wärmeproduktion die Erzeugung zeitlich nicht an den Bedarf der Lastkurve gekoppelt, wodurch es immer wieder zu Überschüssen in der Wärmeproduktion kommt. Zusätzlich sind Biomassekessel meist auf die kältesten Wintertage ausgelegt, und werden daher oft in Teillast betrieben, weshalb die Kessel nicht optimal ausgenutzt werden.

Zur Steigerung der Effizienz des Gesamtsystems macht es Sinn Plusenergiegebäude mit Gebäuden aus dem Altbestand zu vernetzen.

Durch die Nutzung von dezentral vorhandenen oder neu errichteten Wärmespeichern können Nachfrage- und Angebotsdifferenzen besser und effizienter ausgeglichen werden. Die Potentiale wurden in der Simulation und Modellierung dargestellt.

Im Projekt BiNe wurden die Rahmenparameter erarbeiten, unter denen eine Einbindung von dezentralen Solarthermieanlagen, Biomassefeuerungen, und Abwärmequellen in Wärmenetze effizient und wirtschaftlich möglich ist.

4.3 Einbeziehung der Zielgruppen (Gruppen, die für die Umsetzung der Ergebnisse relevant sind) und Berücksichtigung ihrer Bedürfnisse im Projekt

Die Einbeziehung der Zielgruppen wurde auf der einen Seite durch die Wahl des Projektkonsortiums sichergestellt. Fernwärmenetzbetreiber, Solarspezialisten, Biomassespezialisten, und Netzplaner waren vertreten. Auf der anderen Seite wurde versucht die Projektergebnisse zeitnah an die einzelnen Zielgruppen zu bringen und deren

Inputs im weiteren Projektverlauf zu berücksichtigen. Die Ergebnisse wurden u.a. Publikumswirksam auf dem Heizwerke Betreibertag, der Mitteleuropäischen Biomassekonferenz sowie der Gleisdorf Solar vorgestellt. Die Veranstaltung eines Workshops war auch ein Instrument dafür.

4.4 Beschreibung der Umsetzungs-Potenziele (Marktpotenzial, Verbreitungs- bzw. Realisierungspotenzial) für die Projektergebnisse

Eine dezentrale Einspeisung in konventionelle Fernwärmenetze hat wirtschaftlich gesehen, wie sich im Projekt gezeigt hat, insbesondere bei der Netzerweiterung eine Bedeutung. Nämlich dann, wenn durch einen Ausbau die Verstärkung von Leitungskapazitäten notwendig wäre. Anstatt diese mit hohen Kosten verbundene Maßnahme durchzuführen, kann in einen dezentralen Einspeiser nahe beim Konsumenten investiert werden.

Aus technischer Sicht gibt es aktuell keine Standardlösung um einen Prosumer bidirektional an ein Wärmenetz anzubinden. Diesem Umstand möchte sich das Konsortium in einem Folgeprojekt (BiNe 2) widmen. Es soll unter anderem eine Übergabestation entwickelt werden, mit der ein Energiefluss in beide Richtungen möglich wird.

In der derzeitigen Situation ist eine Verwertung auf breiter Front noch nicht gegeben. Der Nächste Schritt neben der systematischen Weiterverfolgung in einem Folgeprojekt sind:

- Erprobung von dezentralen Einspeisern bzw. Prosumern in Mikronetzen.
- Dabei steht in erster Instanz die Technische Machbarkeit im Vordergrund

Darauf aufbauend kann an den Geschäftsmodellen gearbeitet werden. Im Projekt wurde dabei das Marktmodell verfolgt und durchgerechnet. Der aktuell kostengünstigste Produzent speist dabei in das Netz ein. Dies setzt eine ausgefeilte Regelung und Vernetzung der einzelnen Produzenten voraus. Auch hier ist eine Weiterentwicklung in einem Folgeprojekt angedacht. In einer ersten Umsetzung kann dieses System eventuell nicht implementiert werden, und es kann auf weniger transparente, einfachere Modelle (z.B.: Master – Slave bzw. zentrale Steuerung) zurückgegriffen werden.

5 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Aufbau einer Systemsimulation

Es konnte ein dynamisches Simulationsmodell aufgebaut werden in dem Heizwerk, Netz, und Verbraucher bzw. Prosumer abgebildet sind. Dieses Simulationsmodell ist das zentrale Element des Projektes, mit dessen Hilfe verschiedene Betriebszustände durchgerechnet werden können. Mit Hilfe von realen Messdaten von kleinen und großen Solaranlagen, des Brucker Fernwärmenetz, sowie Daten von Kesselanlagen konnte das Modell verifiziert werden. Anschließend wurden Berechnungen zur möglichen Einbindung von Prosumern sowie der Anwendung eines Geschäftsmodelles durchgeführt.

Energetische Betrachtung

In den Berechnungen konnte nachgewiesen werden, dass die dezentrale Einspeisung in fast allen Fällen möglich ist und die Energieeffizienz erhöht. Dies ist insbesondere dann der Fall wenn das Anlaufen von Spitzenlastkesseln verhindert werden kann. Auch ein völliges Abschalten des Heizhauses im Sommer erweist sich als effizient, weil langzeitige Gluterhaltungsphasen und die damit verbundenen schlechten Wirkungsgrade sowie Emissionen verhindert werden können. Im mittleren bzw. hohen Lastbereich bringt der Einsatz von dezentralen Einspeisern jedoch nur wenig Vorteile, da hier der Heizwerkessel in seinem optimalen Bereich arbeitet.

Einbindung von bestehenden Solaranlagen.

Ziel war es, Solaranlagen, als emissionsfreie Technologie, besondere Beachtung zu schenken. Dabei hat sich gezeigt, dass deren Einbindung in Wärmenetze nicht so einfach möglich ist, wie ursprünglich gedacht. Das Projekt wurde mit der Annahme gestartet, dass bestehende Solaranlagen ihre Überkapazitäten sehr günstig ins Netz einspeisen können.

Doch bestehende Anlagen sind für einen bestimmten Zweck errichtet und dimensioniert worden. Es gibt also bereits eine Abnahme für die erzeugte Energie. Insbesondere Im Sommerbetrieb bieten Solaranlagen mit Heizungsunterstützung jedoch genau diese Möglichkeit. Davon würden einerseits die Konsumenten profitieren (günstige Energie) aber auch die Betreiber der Solaranlage, da Stagnation verhindert wird. Konventionelle Fernwärmenetze stehen diesem Vorhaben jedoch entgegen. Die Vorlauftemperatur ist zum Teil so hoch ($>110^{\circ}\text{C}$) dass gewöhnliche Solaranlagen dieses Niveau nicht bereitstellen, oder dass nur geringe Energiemengen eingespeist werden können. Rücklaufanhebungen wurden bewusst ausgeklammert, da diese andere Probleme mit sich bringen, und das Netz prinzipiell nur von Prosumern aus versorgt werden können soll.

Als Resümee sollte die Netzeinbindung von Solaranlagen in Mikronetze favorisiert werden. Bei Vorlauftemperaturen unter 70°C können diese optimalen Ertrag bringen und das geforderte Temperaturniveau bereitstellen. Eine solare Vollversorgung in den Sommermonaten ist durch die richtige Dimensionierung möglich. An der Umsetzung eines solchen Projektes wird gearbeitet. In langfristiger Hinsicht ist die Reduktion von Vorlauftemperaturen in allen Netzen jedoch nicht nur aufgrund einer möglichen Solareinspeisung, sondern auch aus Energieeffizienzüberlegungen sinnvoll. Auch eine gewisse Mindestgröße von einspeisenden Solaranlagen (Empfehlung >20m²) sollte gegeben sein.

Das „Marktmodell“ – finanzielle Vorteile für alle

Das Grundlegende Geschäftsmodell welches untersucht wurde, war ein Marktmodell. Basierend auf einem aktuellen Preis kann ein Prosumer entscheiden ob er einspeist oder nicht. Aus den Berechnungen ließ sich ableiten, dass es möglich ist, dass alle Teilnehmer (Heizwerk, Prosumer, Verbraucher) von einer dezentralen Einspeisung profitieren können. Dies ist jedoch nicht in allen Situationen der Fall. Um eine gerechte Verteilung dieser gemeinsamen Gewinne zu erreichen, ist einerseits eine genaue vertragliche Regelung gefordert. Auf der anderen Seite bedarf es aber auch einer mehr oder weniger ausgeklügelten Regelungsstrategie, welche die Einspeisungen der verschiedenen Wärmeerzeuger managt.

Weitere Vorgehensweise

Im Projekt BiNe konnte gezeigt werden, dass eine Netzerweiterung mit dezentralen Einspeisern zum einen die Wärmeverluste im Netz reduzieren kann und zum anderen auch im Fall von Kapazitätsengpässen im Bereich der Rohrleitungsdimension einen Vorteil bringen kann.

Dies motiviert dazu das Thema der Einbindung unkonventioneller Wärmelieferanten sowie dezentraler Wärmespeicherung im Bereich der Fernwärmenetze weiter zu verfolgen.

Zielgruppen für die Projektergebnisse

In der derzeitigen Situation ist eine Anwendung der Ergebnisse in Form einer breiten Umsetzung in Wärmenetzen nicht gegeben. Die Ergebnisse richten sich also nicht primär an die Zielgruppe der Fernwärmenetzbetreiber. Vielmehr ist eine weitere wissenschaftliche Betrachtung des Themas sinnvoll und die Ergebnisse richten sich vornehmlich an Forschungseinrichtungen, sowie Anwender, die in Versuchsaufbauten im Feld den Einsatz von Prosumern erproben wollen.

Dennoch wurde bei der Verbreitung der Projektergebnisse bewusst darauf geachtet, dass die Erkenntnisse allgemein verständlich und einer breiten Zielgruppe zugänglich sind. Dies wurde mit der Veröffentlichung des zusammengefassten Ergebnisberichtes in Form einer aufbereiteten Broschüre erreicht.

Interessierte Netzbetreiber sind dazu eingeladen, in Zusammenarbeit mit dem Projektkonsortium möglichst rasch zu einer Umsetzung von dezentralen Einspeisungen zu kommen. Dies sind vor allem Betreiber von Mikronetzen, welche Kapazitäten erweitern oder andere Energieträger (Solarthermie) einbinden möchten. Neben den technischen Vorteilen (geringe Vorlauftemperaturen, etc.) sind es vor allem die Eigentümerstrukturen die dabei für Mikronetze sprechen. Die gesamte Netzinfrastruktur eines Mikronetzes, samt seiner Erzeuger / Versorgungsleitungen / Übergabestationen sowie Verbraucher, ist dabei häufig im selben Eigentum. Es ist also nicht notwendig an aufwendigem Vertragswerk zu arbeiten, sondern es stehen die Gesamteffizienz sowie die Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems im Vordergrund. Die Integration von dezentralen Einspeisern bzw. Prosumern lässt sich in einer solchen Umgebung wesentlich leichter realisieren. Eine Unterstützung des Projektkonsortiums bei einer solchen Umsetzung wäre gegeben und ist in einem Folgeprojekt (BiNe 2) auch geplant.

6 Ausblick und Empfehlungen

Aus heutiger Sicht sind in Bezug auf die Erreichung der Marktfähigkeit die folgenden Forschungsaktivitäten notwendig:

- **Entwicklung einer bidirektionalen Übergabestation**

Um eine universelle Schaltungsvariante für die Einbindung von Prosumern in Wärmenetze zur Verfügung zu stellen gilt es an der Entwicklung einer Übergabestation zu arbeiten, welche sowohl Energie aus dem Netz entnehmen, als auch in das Netz einspeisen kann.

- **Erprobung der Technik am Prüfstand**

Um hierbei ein zufriedenstellendes Resultat erzielen zu können, muss eine umfassende Erprobung im Labormaßstab erfolgen. Hierzu ist eine Messung am Prüfstand unter unterschiedlichen Bedingungen des Netzes und des Prosumers durchzuführen.

- **Entwicklung einer Regelungsstrategie**

In der Endausbaustufe sollen die im Projekt ermittelten „Gewinnbringenden Zustände“ also die Abschaltung des Heizwerkes im Sommer oder die Vermeidung der Zuschaltung von Spitzenlastkesseln gezielt genutzt werden. Hierzu ist eine Kommunikation der Prosumer mit dem Heizwerk nötig. Als Basis dafür kann das im Projekt entwickelte Marktmodell dienen.

- **Erstellung von Vertragsgrundlagen**

Wie sich in den Simulationen gezeigt hat, kann die Einbindung von dezentralen Einspeisern einen finanziellen Vorteil für alle Netzteilnehmer kreieren. Hierzu ist jedoch eine genaue Definition der Einspeiseordnung sowie der Vergütung in Form eines Vertragswerkes zu erarbeiten.

- **Anwendung in Mikronetzen**

Die erste Einbindung von Prosumern in Wärmenetze in der Praxis wird aus heutiger Sicht in Mikronetzen erfolgen. Diese bieten gegenüber von klassischen Fernwärmenetzen günstigere Bedingungen. Unter anderem sprechen die niedrigeren Vorlauftemperaturen, sowie die einfachere Regelungsstrategie und die einfachere Vertragsgestaltung dafür. Diese Umsetzung muss ebenfalls wissenschaftlich begleitet werden, um die Erkenntnisse aus der Praxis systematisch für weitere Entwicklungen festzuhalten.

7 Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vom Consumer zum Prosumer	12
Abbildung 2: Aufbau der Systemsimulation	14
Abbildung 3: Vermessene Kleinanlagen	16
Abbildung 4: Technische Möglichkeiten zur Einspeisung in Wärmenetze	17
Abbildung 5: Vermessene Großanlagen	19
Abbildung 6: Netzplan des Fernwärmenetzes Bruck / Mur	21
Abbildung 7: Simulink-Modell eines Mikronetzes mit Heizwerk und zwei Konsumenten, von denen einer über die Möglichkeit der Wärmespeicherung verfügt. Dabei wird einerseits vom Heizwerk der aktuelle Preis an den Prosumer kommuniziert, andererseits vom Prosumer die aktuelle Wärmeeinspeisung und vom Endverbraucher der Füllstand des Wärmespeichers an das Heizwerk.....	22
Abbildung 8: Simulink-Rohrmodell für dynamische Netzsimulation.....	23
Abbildung 9: Softwarestruktur IPSEpro	23
Abbildung 10: IPSEpro Modell für die Simulation des Gebäudes.....	24
Abbildung 11: Vergleich der Simulationsdaten im Hausmodell mit realen Messdaten. Grundlegende Modelle und Kombination der verschiedenen Simulationsumgebungen	25
Abbildung 12: Grundschemata des Ineinandergreifens der Modellkomponenten bei der Simulation eines realen Netzes	25
Abbildung 13: Schema des Ineinandergreifens der unterschiedlichen Modellkomponenten auf Ebene der Datenübergabe. Die Kommunikation mit Simplex erfolgt mittels Lastfiles im csv-Format, die Kommunikation zwischen MATLAB und IPSEpro über das von Microsoft zur Kommunikation zwischen Programmen entwickelte Component Object Model (COM).....	26
Abbildung 14: Grundlegende Struktur des Energie-Kosten-Informations-Modells.....	27
Abbildung 15: Ansatz für den Wirkungsgrad	28
Abbildung 16: Darstellung des charakteristischen Verlaufs des Emissionsmodells (für $\varepsilon_{\min} = 1$ und $\varepsilon_{\min} = 2$).....	28
Abbildung 17: Bestimmung des fairen Preises mittels Sekanten- und näherungsweise mittels Tangentenmethode	29

Abbildung 18: Modellparameter für die Simulationen in Abschnitt 3.2.1:.....	30
Abbildung 19: Regelung für die beiden Heizwerkessel und den zentralen Speichertank.....	31
Abbildung 20: Ergebnisse der Simulation für das Energie-Kosten-Informations-Modell (Abschnitt 3.2.1) bei Simulation einer typischen Woche in der Übergangszeit.....	32
Abbildung 21: Vergleichsszenarien simple (oben) und split (unten)	32
Abbildung 22: Vergleich der Prosumer-Einbindung mit Szenario simple:	33
Abbildung 23: Vergleich der Prosumer-Einbindung mit Szenario split:	34
Abbildung 24: Netzdaten im Auslegungsfall.....	34
Abbildung 25: Differenzdruck im derzeitigen Netz sowie mit zwei zusätzlichen Prosumern ..	35
Abbildung 26: Jahressimulation des Fernwärmenetzes Bruck / Mur	35
Abbildung 27: Variantenvergleich des Brucker Fernwärmenetzes	36
Abbildung 28: Jahresverlauf für verschiedene Netzgrößen.....	37
Abbildung 29: Analyse der benötigten Pumpleistung für den schlechtesten bzw. besten Fall im Sommer- bzw. Winterbetrieb	38
Abbildung 30: Fiktive, normierte Kostenkurve für ein Heizwerk mit gasbetriebenem Spitzenlastkessel, der bei 80% der Maximalleistung einsetzt.	40
Abbildung 31: Veränderungen der Kosten durch Prosumereinspeisungen. Die wahre Kostenreduktion für das Heizhaus und damit der faire Preis errechnet sich aus der (im Allgemeinen unbekannten) Steigung der Sekanten (rot eingezeichnet). Eine Näherung durch Tangenten (magenta) kann den fairen Preis sowohl überschätzen (linkes Bild) als auch unterschätzen (rechtes Bild).	41
Abbildung 32: Tangentenbasierte Preisfunktion, als Ableitung der in Abbildung 30 dargestellten Kostenfunktion erhalten.....	42
Abbildung 33: Geglättete Preisfunktionen (rot, magenta und blau), die durch Faltung der in Abbildung 32 gezeigten Kurve mit Gauß-Kurven unterschiedlicher Halbwertsbreite entstanden sind. Der Preisanstieg am Ende des Leistungsbereiches ist ein Artefakt, das durch die Periodizität der für die Faltung benutzten Fouriertransformation zustande kommt.	42
Abbildung 34: Umsetzung der Abschätzung eines fairen Preises für Prosumereinspeisung in Simulink (als Teil des Heizhaussystems implementiert).....	43

Literaturverzeichnis

[BUCAR 2006] BUCAR, G. et al. (2006). *Dezentrale erneuerbare Energie für bestehende Fernwärmenetze*. Bericht aus Energie- und Umweltforschung 78/2006, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.

Internetquellen

Eine Zusammenfassung und alle bisherigen publizierten Ergebnisse sind zu finden unter:

www.aee-now.at/bine